



Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки 21.04.01 «Нефтегазовое дело»
Отделение нефтегазового дела

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
Повышение эффективности сбора нефтяных испарений из газового пространства резервуаров

УДК 665.6-935.4:622.692.23

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ84	Дубровский Дмитрий Дмитриевич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Манабаев Кайрат Камитович	к.ф.-м.н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Романюк Вера Борисовна	к.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина Мария Сергеевна	-		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Манабаев Кайрат Камитович	к.ф.-м.н.		

Томск – 2020 г.

Результаты ООП

Код	Результат обучения	Требования ФГОС ВО, СУОС, критериев АИОР, и/или заинтересованных сторон
Общие по направлению подготовки 21.04.01 «Нефтегазовое дело»		
P1	Применять базовые естественнонаучные, социально-экономические, правовые и специальные знания в области нефтегазового дела, для решения прикладных междисциплинарных задач и инженерных проблем, соответствующих профилю подготовки (в нефтегазовом секторе экономики), самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности.	УК-1, УК-2, УК-4, УК-5, УК-6, ОПК-1.ОПК-2, ЕАС-4.2, АВЕТ-3А, АВЕТ-3i, критерий 5 АИОР (п. 2.1, 2.10...), согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI, требования профессиональных стандартов: 40.083 Профессиональный стандарт "Специалист по компьютерному проектированию технологических процессов" (утверждён приказом Минтруда России от 26.12.2014 № 1158н), 19.003 Профессиональный стандарт "Специалист по ремонту и обслуживанию нефтезаводского оборудования" (утверждён приказом Минтруда России от 21.11.2014 № 927н); 19.013 Профессиональный стандарт "Специалист по эксплуатации газотранспортного оборудования" (утверждён приказом
P2	Решать профессиональные инженерные задачи на основе информационной и библиографической культуры с применением информационнокоммуникационных технологий и с учётом основных требований информационной безопасности.	УК-2, УК-3, УК-4, УК-5, УК-8, ОПК-2, ОПК-6, ОПК-7, ПК-2, ПК-4 критерий 5 АИОР (п. 2.1, 2.10...), согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI, требования профессиональных стандартов: 40.083 Профессиональный стандарт "Специалист по компьютерному проектированию технологических процессов" (утверждён приказом Минтруда России от 26.12.2014 № 1158н), 19.003 Профессиональный стандарт "Специалист по ремонту и обслуживанию нефтезаводского оборудования" (утверждён приказом Минтруда России от 21.11.2014 № 927н); 19.013 Профессиональный стандарт "Специалист по эксплуатации газотранспортного оборудования" (утверждён приказом Минтруда России от 26.04.2014 № 1175н).
в области производственно-технологической деятельности		
P3	Применять процессный подход в практической деятельности, сочетать теорию и практику при эксплуатации и обслуживании технологического оборудования нефтегазовых объектов.	УК-1, УК-2, УК-3, ОПК-2, ОПК-3, ОПК-5, ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-4, критерий 5 АИОР (п. 2.1, 2.10...), согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI, требования профессиональных стандартов: 40.083 17 Профессиональный стандарт "Специалист по компьютерному проектированию технологических процессов" (утверждён

		приказом Минтруда России от 26.12.2014 № 1158н), 19.003 Профессиональный стандарт "Специалист по ремонту и обслуживанию нефтезаводского оборудования" (утверждён приказом Минтруда России от 21.11.2014 № 927н); 19.013 Профессиональный стандарт "Специалист по эксплуатации газотранспортного оборудования" (утверждён приказом Минтруда России от 26.04.2014 № 1175н).
P4	Оценивать риски и определять меры по обеспечению безопасности технологических процессов в практической деятельности и применять принципы рационального использования природных ресурсов и защиты окружающей среды в нефтегазовом производстве.	УК-1, УК-2, ОПК-6, ПК-1, ПК-3, ПК-4, ПК-5, критерий 5 АИОР (п. 2.1, 2.10...), согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI, требования профессиональных стандартов: 40.083 Профессиональный стандарт "Специалист по компьютерному проектированию технологических процессов" (утверждён приказом Минтруда России от 26.12.2014 № 1158н), 19.003 Профессиональный стандарт "Специалист по ремонту и обслуживанию нефтезаводского оборудования" (утверждён приказом Минтруда России от 21.11.2014 № 927н); 19.013 Профессиональный стандарт "Специалист по эксплуатации газотранспортного оборудования" (утверждён приказом Минтруда России от 26.04.2014 № 1175н).
в области организационно-управленческой деятельности		
P5	Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, используя принципы менеджмента и управления персоналом и обеспечивая корпоративные интересы.	УК-3, УК-6, ОПК-3, ОПК-5, ОПК-6, ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-4
P6	Участвовать в разработке организационно-технической документации и выполнять задания в области сертификации нефтегазового промышленного оборудования	УК-2, УК-6, ОПК-1, ОПК-2, ОПК-5, ПК-1, ПК-2, ПК-4, требования профессиональных стандартов: 40.083 Профессиональный стандарт "Специалист по компьютерному проектированию технологических процессов" (утверждён приказом Минтруда России от 26.12.2014 № 1158н), 19.003 Профессиональный стандарт "Специалист по ремонту и обслуживанию нефтезаводского оборудования" (утверждён приказом Минтруда России от 21.11.2014 № 927н); 19.013 Профессиональный стандарт "Специалист по эксплуатации газотранспортного оборудования"

		(утверждён приказом Минтруда России от 26.04.2014 № 1175н).
в области экспериментально-исследовательской деятельности		
P7	Получать, систематизировать необходимые данные и проводить эксперименты с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий для решения расчётно-аналитических задач в области нефтегазового дела.	УК-1, УК-2, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6, ПК-1, ПК-2, ПК-5
в области проектной деятельности		
P8	Использовать стандартные программные средства для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов	УК-2, ОПК-3, ОПК-5, ОПК-6, ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-4
Профиль «Машины и оборудование нефтяных и газовых промыслов»		
P9	Планировать и организовывать работу по проведению планово-предупредительных ремонтов установок, технического обслуживания и ремонта оборудования.	ОПК-3, ОПК-5, ОПК-6, ПК-1, ПК-2, ПК-ЗДК4, ПК-5, критерий 5 АИОР (п. 2.1, 2.10), согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI, требования профессионального стандарта 19.003 "Специалист по ремонту и обслуживанию нефтезаводского оборудования", 19.013 Профессиональный стандарт "Специалист по эксплуатации газотранспортного оборудования "
P10	Планировать внедрение новой техники и передовых технологий, разрабатывать и реализовывать программы модернизации и технического перевооружения предприятия.	УК-2, УК-3, УК-4, УК-5, ОПК-1, ОПК-4, ОПК5, ОПК-6, ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-4, критерий 5 АИОР (п. 2.1, 2.10...), согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI, требования профессионального стандарта 19.003 "Специалист по ремонту и обслуживанию нефтезаводского оборудования", 19.013 Профессиональный стандарт "Специалист по эксплуатации газотранспортного оборудования"
P11	Организовывать проведение проверок технического состояния и экспертизы промышленной безопасности, проводить оценку эксплуатационной надёжности технологического оборудования.	УК-2, УК-3, УК-4, УК-5, ОПК-1, ОПК-2, ОПК3 ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6, ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-4, ПК-5, критерий 5 АИОР (п. 2.1, 2.10...), согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI, требования профессионального стандарта 19.003 "Специалист по ремонту и обслуживанию нефтезаводского оборудования", 19.013 Профессиональный стандарт "Специалист по эксплуатации газотранспортного оборудования "

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки 21.04.01 «Нефтегазовое дело»
 Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП

 (Подпись) (Дата) Манабаев К.К.

ЗАДАНИЕ **на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

Магистерской диссертации

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ84	Дубровский Дмитрий Дмитриевич

Тема работы:

Повышение эффективности сбора нефтяных испарений из газового пространства резервуаров

Утверждена приказом директора (дата, номер)

№79-16/с от 19.03.2020

Срок сдачи студентом выполненной работы:

01.06.2020

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе

Условным объектом исследования является установка рекуперации ККР-5000, от компании ООО «ГазСпецТехника», теоретически расположенная в резервуарном парке АО «Транснефть – Западная Сибирь».

В этой работе рассмотрена технология работы рекуперационной установки. Сама работа направлена на проверку экономической рентабельности установки.

Установка оказывает влияние на окружающую среду, выбрасывая в атмосферу некоторое количество паров нефти, прошедших через процесс рекуперации и фильтры.

Выполнен экономический анализ эксплуатации установки в условиях, приближенных к реальным, для территории резервуарного парка для нефти в Томской области.

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	1. Провести анализ нормативно-технической документации и литературных источников по теме работы; 2. Произвести выбор технологии рекуперации; 3. Рассчитать технические и экономические характеристики для применения установки рекуперации в условиях реального резервуарного парка АО «Транснефть – Западная Сибирь». Дополнительные разделы: <ul style="list-style-type: none"> «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»; «Социальная ответственность».
Перечень графического материала	
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент и ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Романюк Вера Борисовна, доцент, к.э.н.
«Социальная ответственность»	Черемискина Мария Сергеевна, ассистент
«Английский язык»	Надеина Луиза Васильевна, доцент, к.фил.н.
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
Теоретическая часть ВКР	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	19.01.2020
---	------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Манабаев Кайрат Камитович	к.ф.-м.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ84	Дубровский Дмитрий Дмитриевич		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ84	Дубровскому Дмитрию Дмитриевичу

Инженерная школа	Природных ресурсов	Отделение	Нефтегазового дела
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	24.04.01. Нефтегазовое дело Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти. Газа и продуктов переработки»

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Расходы на приобретение оборудования, амортизация, общехозяйственные расходы, прямые производственные расходы.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Нормы потребления электроэнергии на предприятии, нормативы выбросов в атмосферный воздух.
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Годовые амортизационные отчисления, ставка на выброс лёгких углеводородов.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Определить коммерческую эффективность внедрения в эксплуатацию установки улавливания лёгких фракций нефти
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	Определение итоговой стоимости годовых выбросов до и после внедрения установки улавливания лёгких фракций.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	05.05.2020
--	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Романюк В.Б.	к. э. н., доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ84	Дубровский Дмитрий Дмитриевич		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ84	Дубровскому Дмитрию Дмитриевичу

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	24.04.01. «Нефтегазовое дело», профиль «Машины и оборудование нефтяных и газовых промыслов»

Тема ВКР:

Повышение эффективности сбора нефтяных испарений из газового пространства резервуаров

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения.	Объект исследования: установка рекуперации ККР-5000. Область применения: операции заполнения/опорожнения резервуаров для нефти.
---	--

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	РД 153-39.4-078-01 Правила технической эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов и нефтебаз; РД 16.01-60.30.00-КТН-026-1-04 «Нормы проектирования стальных вертикальных резервуаров для хранения нефти объемом 1000-50000м ³ »;
2. Производственная безопасность: 2.1. Анализ вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия	Вредные факторы: - отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе рабочей зоны; -превышение уровней шума; -повышенная загазованность рабочей зоны. Опасные факторы: -движущиеся машины и механизмы производственного оборудования; -пожаровзрывобезопасность на рабочем месте.
3. Экологическая безопасность:	Атмосфера: выбросы газа и нефтяных испарений, возгорания на производственном объекте. Гидросфера: загрязнение почвенных вод нефтью и нефтепродуктами. Литосфера: загрязнение почв и растительности нефтью и нефтепродуктами.
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	Возможные ЧС: лесные пожары, ураганы, возгорания на производственном объекте, землетрясения. Наиболее типичная ЧС: возгорания на производственном объекте.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	13.05.2020
--	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Чемерискина М.С.			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ84	Дубровский Дмитрий Дмитриевич		

Министерство образования и науки Российской Федерации
 Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
 высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)

Направление подготовки (специальность) 24.04.01 «Нефтегазовое дело»

Профиль «Машины и оборудование нефтяных и газовых промыслов»

Уровень образования магистратура

Отделение нефтегазового дела

Период выполнения _____ (осенний / весенний семестр 2019/2020 учебного года)

Форма представления работы:

магистерская диссертация

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	01.06.2020г.
--	--------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
19.01.2020	<i>Введение</i>	10
10.03.2020	<i>Литературный обзор</i>	10
16.04.2020	<i>Выбор технологии рекуперации</i>	30
29.04.2020	<i>Расчёты и аналитика. Расчёт потерь от «большого дыхания»</i>	15
05.05.2020	<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	10
13.05.2020	<i>Социальная ответственность</i>	10
26.05.2020	<i>Заключение</i>	5
30.05.2020	<i>Презентация</i>	10
<i>Итого</i>		100

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Учёная степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Манабаев К. К.	к. ф.-м. н, доцент		

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП	ФИО	Учёная степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Манабаев К. К.	к.ф.-м. н, доцент		

РЕФЕРАТ

Магистерская диссертация с. 111, 14 рис., 14 табл., 54 источник, 1 прил.

Ключевые слова: абсорбция, конденсация, рекуперация, испарения нефти и нефтепродуктов, резервуар.

Объектом исследования является установка рекуперации ККР-5000 компании ООО «ГазСпецТехника».

Цель работы – проверить эффективность и экономическую рентабельность установки ККР-5000.

В процессе исследования проводились технический расчёт для определения величины потерь от испарения во время «большого дыхания» резервуара РВС-20000 и финансовый расчёт об экономической эффективности внедрения установки рекуперации ККР-5000.

В результате исследования была изучена технология рекуперации для различных условий, а также принцип действия самой ККР-5000.

Область применения: любые резервуарные парки, хранилища, склады и т. д., предназначенные для хранения нефти и нефтепродуктов.

Экономическая эффективность/значимость работы: сокращение потерь от испарений нефтепродуктов приведёт к увеличению доходов от продажи нефти или нефтепродуктов, повысит пожарную безопасность на объектах хранения нефти и нефтепродуктов, а также улучшит состояние атмосферы на объектах хранения нефти и нефтепродуктов с экологической точки зрения.

Обозначения и сокращения

Основные термины и определения, которые были применены в данной работе:

Естественная убыль нефти или нефтепродукта – потери нефти или нефтепродукта, связанные с уменьшением массы при сохранении качества в пределах требований нормативных документов.

Испарение – переход нефтепродукта из жидкого в газообразное состояние при температуре меньшей, чем температура кипения, при данном давлении.

Резервуар вертикальный стальной – наземное объёмное строительное сооружение, предназначенное для приёма, хранения, подготовки, учёта (количественного и качественного) и выдачи жидких продуктов.

Рекуперация – возврат части ресурсов или энергии из технологического процесса для повторного применения в том же технологическом процессе.

В настоящей работе применены следующие сокращения:

- ПВС – паровоздушная смесь;
- РВС – резервуар вертикальный стальной;
- НТК – низкотемпературная конденсация;
- НТР – низкотемпературная ректификация;
- НПС – нефтеперекачивающая станция;
- ГП – газовое пространство;
- ПДК – предельно-допустимая концентрация;
- ККР – комплекс конденсации и рассеивания.

Оглавление

Введение	14
Глава 1. Литературный обзор	15
1.1 Классификация методов рекуперации	15
1.1.1 Адсорбционный метод.....	16
1.1.2 Абсорбционный метод.....	18
1.1.2.1 Трубчатый плёночный абсорбер.....	21
1.1.2.2 Полый распыливающий абсорбер	22
1.1.2.3 Абсорбер Вентури	23
1.1.2.4 Насадочный плёночный абсорбер	25
1.1.2.5 Эмульгационный абсорбер с затопленной насадкой	26
1.1.2.6 Тарельчатый абсорбер	28
1.1.3 Компрессорные аппараты.....	29
1.1.4 Мембранные рекуперационные технологии.....	30
1.1.5 Конденсационные установки	31
1.1.6 Комбинированные способы	32
1.2 Виды и источники потерь нефти и нефтепродуктов	33
1.3 Методы сокращения потерь	36
1.3.1 Температурная защита резервуаров	38
1.3.2 Организационно-технические мероприятия.....	41
1.3.3 Хранение под избыточным давлением.....	43
1.3.4 Уменьшение объёма газового пространства	45
1.3.4.1 Изоляция сред.....	45
1.3.4.2 Резервуары с плавающими крышами и понтонами	46
1.3.4.3 Газоуравнительные системы	48
1.3.4.5 Эластичные резервуары.....	49
1.3.5 Установки улавливания паров нефтепродуктов (УУПН)	50
Глава 2. Объект и метод исследования. Установка рекуперации паров нефти и нефтепродуктов ООО «ГазСпецТехника»	51
Глава 3. Расчёты и аналитика. Расчёт потерь от «большого дыхания».....	55
Глава 4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.....	68
4.1 Технологические сведения о ККР	68
4.2 Расчёт годового экономического эффекта от внедрения ККР-5000	69
Глава 5. Социальная ответственность.....	72

5.1 Введение	72
5.2 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	72
5.3 Эргономические требования к рабочей зоне	73
5.4 Производственная безопасность	74
5.5 Экологическая безопасность	82
5.6 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	84
Заключение.....	88
Список публикаций студента	89
Список литературы.....	90
Приложения	96

Введение

Ежедневные потери нефти и нефтепродуктов вследствие их естественного испарения приносят колоссальные убытки компаниям нефтегазового сектора. Особенно заметно этот процесс отражается на операциях заполнения/опорожнения резервуаров, танкеров, цистерн и т. д. Все перечисленное относится к «большим дыханиям» нефтеналивных ёмкостей. Цель работы – рассмотреть способ сохранения и сбора нефтяных паров на примере установки рекуперации ККР-5000, его эффективность, безопасность и экономическую рентабельность.

Для выполнения цели были поставлены несколько задач:

- 1) Провести анализ нормативно-технической документации и литературных источников по теме работы;
- 2) Произвести выбор технологии рекуперации;
- 3) Рассчитать технические и экономические характеристики для применения установки рекуперации в условиях реального резервуарного парка АО «Транснефть – Западная Сибирь».

Глава 1. Литературный обзор

Рекуперация – возврат части ресурсов или энергии из технологического процесса для повторного применения в том же технологическом процессе. Установки рекуперации паров работают со всеми видами нефтей, бензинов и различными ароматическими соединениями. Для определённого типа продукта, в зависимости от его свойств, способа налива и технологических мощностей производства, применяется максимально эффективная технология.

1.1 Классификации методов рекуперации

В нынешнее время, когда нефть и нефтепродукты применяются в больших объёмах, ликвидация проблемы их испарений становится все более животрепещущей.

Похожие издержки наносят не только лишь очевидный финансовый вред (к примеру, в нашей стране, по оценкам знатоков, годовые издержки лишь только бензина, происходящие в процессе его испарения, на нефтебазах превосходят 100 тыс. тонн, на автозаправочных станциях – 140 тыс. тонн [3]), но и в высшей степени вредоносны с экологической точки зрения (согласно Европейским эталонам, плотность испарений нефтепродуктов в атмосфере в районах перевалки и хранения нефтепродуктов обязана быть не более 10-ти – 35-ти г/м³ [4]).

Классические методы уменьшения этих потерь, как например диски-отражатели, плавающие крыши и понтоны, системы газоуравнивания, нередко или тяжело применимы, или являются мало эффективными. В следствие этого улавливание паров нефтепродуктов считается важной задачей прогрессивной нефтяной индустрии. В то же время, самый простой метод ликвидации вредоносных выбросов, а именно сжигание попутных или отсепарированных паров, вредоносен с экологической точки зрения, в следствие этого его использование неприменимо.

В остальном рекуперация паров нефтепродуктов подразделяется на соответствующие типы, относительно используемых способов рекуперации:

- адсорбционные;
- абсорбционные;
- компрессионные;
- мембранные;
- конденсационные;
- комбинированные.

Разберём более детально их принцип, главные плюсы и минусы.

1.1.1 Адсорбционный метод

Адсорбция, поглощение числа молекул из газообразной среды или же из раствора поверхностным слоем жидкости или твёрдого тела. К примеру, в момент перемещения в водный раствор уксусной кислоты куска угля случится адсорбция — объем кислоты в растворе снизится, молекулы кислоты сконцентрируются на поверхности угля. Адсорбция и абсорбция — поглощение в объёме тела, пересекаются соответствующим термином - сорбция. Появление адсорбции тесно связано с особыми качествами вещества в поверхностном слое. К примеру, молекулы, лежащие на поверхности раздела фаз жидкость — пар, втягиваются вовнутрь жидкости, т. к. чувствуют большее тяготение со стороны молекул, оказавшихся в объёме воды, чем со стороны молекул пара, плотность которых в несколько раз меньше плотности воды. Это внутреннее тяготение вынуждает поверхность сокращаться и количественно характеризуется поверхностным натяжением. На этом основании молекулы какого-нибудь иного вещества, оказавшиеся близко поверхности, притянутся к ней и случится адсорбция. Впоследствии адсорбции внутреннее тяготение отчасти компенсируется притяжением со стороны адсорбционного слоя и поверхностное натяжение минимизируется. Гиббс вывел формулу, связывающую смысл адсорбции со сменой поверхностного натяжения. Те вещества, адсорбция которых серьёзно уменьшает поверхностное натяжение, принято именовать поверхностно-активными.

Вещество, на поверхности которого случается адсорбция, называется адсорбентом, а впитываемое из объёмной фазы — адсорбатом. В зависимости от сути взаимодействия между молекулой адсорбата и адсорбентом адсорбцию принято подразделять на физическую адсорбцию и хемосорбцию. Наименее долговечная физическая адсорбция не связана с химическими переменами молекул адсорбата. Она основана на силах межмолекулярного взаимодействия, которые связывают молекулы в жидкостях и определённых кристаллах и заметны в поведении газов под давлением. При хемосорбции молекулы адсорбата и адсорбента образуют химические соединения. Нередко адсорбция основана и на физических, и на химических силах, в следствие этого нет чёткой грани между физикой адсорбции и хемосорбцией.

На физическом уровне адсорбированные молекулы в большей или же меньшей степени свободно передвигаются по поверхности, к тому же их качества нередко подобны свойствам довольно узкого слоя газа, называемого двухмерным газом. Они образуют группы, собирая слой двухмерной воды или

же двухмерного твёрдого тела. Адсорбированные молекулы все же рано или поздно оставляют поверхность — десорбируются. Время, на протяжении которого молекула располагается на поверхности, принято называть периодом адсорбции. Продолжительность адсорбции способна меняться в довольно широких границах. Скоростью адсорбции (соответственно скоростью десорбции) называется численность молекул, адсорбирующихся (или десорбирующихся) за единицу времени, оба количества величин относят к единице поверхности или же массы адсорбента. Скорость хемосорбции, как и скорость всякого химического процесса, наиболее часто возрастает с увеличением температуры (так называемая активированная адсорбция). В случае если скорости адсорбции и десорбции равны друг другу, то считается, установилось адсорбционное равновесие. В состоянии равновесия численность адсорбированных молекул остаётся неизменной сколь угодно длительное время, в случае если неизменны наружные условия (давление, температура и др.).

Адсорбированные молекулы не только лишь перемещаются вдоль поверхности адсорбента, но и колеблются, то приближаясь к поверхности, то удаляясь от неё. Чем больше температура, тем сильнее колебания молекул, и стало быть, более вероятно то, что в процессе этих колебаний контакт молекулы с поверхностью станет слабее и молекула десорбируется. Основываясь на этом процессе, при подъёме температуры становится меньше время адсорбции и равновесное количество адсорбированных молекул.



Рисунок 1 — Виды адсорбентов (слева направо) – цеолит, активированный уголь, бурый железняк

С увеличением концентрации или давления адсорбата в объёме возрастает частота попаданий молекул адсорбата на поверхность адсорбента; пропорционально ей растёт скорость адсорбции и возрастает равновесное количество адсорбированных молекул. Кривые зависимости равновесной адсорбции от концентрации или давления адсорбата при неизменной температуре называются изотермами адсорбции [5].

К бесспорным плюсам описанного метода (используя, к примеру, активированный уголь в качестве адсорбента) относятся:

- высокий уровень очистки;
- возможность поглощения паров, насыщенных маслами.

Главными минусами считаются:

- дороговизна оборудования;
- сложные системы автоматики;
- необходимо каждый день проводить регенерацию адсорбирующего вещества;
- необходимо время от времени заменять адсорбент и утилизировать его;
- пожаро- и взрывоопасность;
- большие размерные габариты установок.

1.1.2 Абсорбционные методы

Абсорбция, поглощение молекул из газовой фракции жидкостями. В технике абсорбцию, как правило используют для извлечения из газов или испарений определённых компонентов. Поглощение, вернее извлечение из жидкости определённых компонентов жидкостью ранее именовалось абсорбцией; в настоящее время подобный процесс называют экстракцией. При абсорбции впитывающий компонент впитывает всем собственным объёмом. Скорость абсорбции определяется тем, на сколько концентрация впитываемого газа в газовой фракции превосходит концентрацию этого же компонента газа над веществом. В случае если концентрация растворяемого компонента в газовой фракции меньше его концентрации над жидкостью, растворяемое вещество испаряется из раствора. Абсорбция нередко происходит одновременно с химическим взаимодействием впитываемого вещества с поглотителем. Абсорбция улучшается с увеличением давления и снижением температуры.

На абсорбции базируется подавляющее большинство основных промышленных процессов, к примеру создание соляной кислоты, азотной и серной (поглощение водой газообразных молекул NO_2 , HCl и SO_3), создание соды (абсорбция CO_2), чистка отработанных промышленных газов от загрязняющих окружающую среду примесей (H_2S , SO_2 , CO , CO_2 и др.), извлечение углеводородных газов и примесей (например, так называемого газового бензина, газов крекинга и пиролиза), в том числе отбор из смеси только определённых углеводородов.

В промышленности процесс абсорбции осуществляют обычно в вертикальных колонных аппаратах – абсорберах, имеющих развитую поверхность соприкосновения газа и жидкости. Наиболее распространены насадочные аппараты, заполненные слоями твёрдых тел различных размеров и формы – насадками для создания развитой поверхности контакта фаз, и тарельчатые аппараты, снабжённые расположенными одна над другой поперечными перегородками различные конструкции, или тарелками, с помощью которых по высоте колонны осуществляется многократный дискретный контакт газа (пара) с жидкостью [6].

Процесс абсорбции проводится на поверхности раздела фаз. Поэтому основной задачей абсорбционных установок является максимизация по площади и поддержание стабильности поверхности раздела фаз между абсорбентом и абсорбатом в самой установке. Как следствие, классификация абсорберов основывается на методике образования данной поверхности (Рисунок 2).



Рисунок 2 – Основные типы абсорберов [7]

В промышленности абсорбция используется в основном для выполнения перечисленных далее задач:

- 1) для получения готового продукта, а именно серной кислоты (абсорбция SO_3 при помощи разбавленной HCl), соляной кислоты (абсорбция хлороводорода водой) и азотной кислоты (абсорбция оксидов азота водой);
- 2) для выделения ценных компонентов из газовых фракций, а именно бензола из коксового газа, ацетилен из газов крекинга и пиролиза природного газа;

3) для очистки газов от ненужных компонентов, а именно чистка коксового и нефтяного газов от сероводорода, при синтезе аммиака чистка его азотоводородной фракции от угарного и углекислого газа;

4) для осушки газов, к примеру, нефтяного или природного (подготовка к товарному виду);

5) для очистки газовых выбросов от вредоносных примесей, к примеру, извлечение из топочных газов диоксида серы, очистка газов, выделяющихся при производстве минеральных удобрений, от фтористых соединений.

Рассмотрим более подробно несколько видов конструкций абсорберов

1.1.2.1 Трубчатый плёночный абсорбер

В основе работы плёночных абсорберов лежит образование поверхности контакта фаз между поверхностью жидкости, стекающей по некоторой твёрдой поверхности, и движущегося в противоположном направлении газа. На этой технологии работают абсорберы: трубчатые, с плоскопараллельной (листовой) насадкой, с восходящим перемещением плёнки жидкости. Из перечисленного, самым популярным на рынке и по совместительству эффективным является трубчатый абсорбер (Рисунок 3), по устройству он напоминает кожухотрубчатый теплообменник.

Сначала на верхней трубной решётке оказывается абсорбент. Потом он распределяется по всем трубам и самотёком на внутренней поверхности этих же труб образует тонкая плёнка, поверхность которой и будет поверхностью контакта фаз. Газ же движется по все тем же трубам снизу вверх навстречу стекающей жидкостной плёнке. Если вероятна экзотермическая абсорбция, то в межтрубное пространство абсорбера можно подать охлаждённую воду.

Плюсы плёночного трубчатого абсорбера:

1) маленькое гидравлическое сопротивление, в сравнении с насадочными и тарельчатыми;

2) высокая движущая сила, основанная на структуре потоков, похожих на МИВ (модель идеального вытеснения);

3) возможность отвода теплоты.

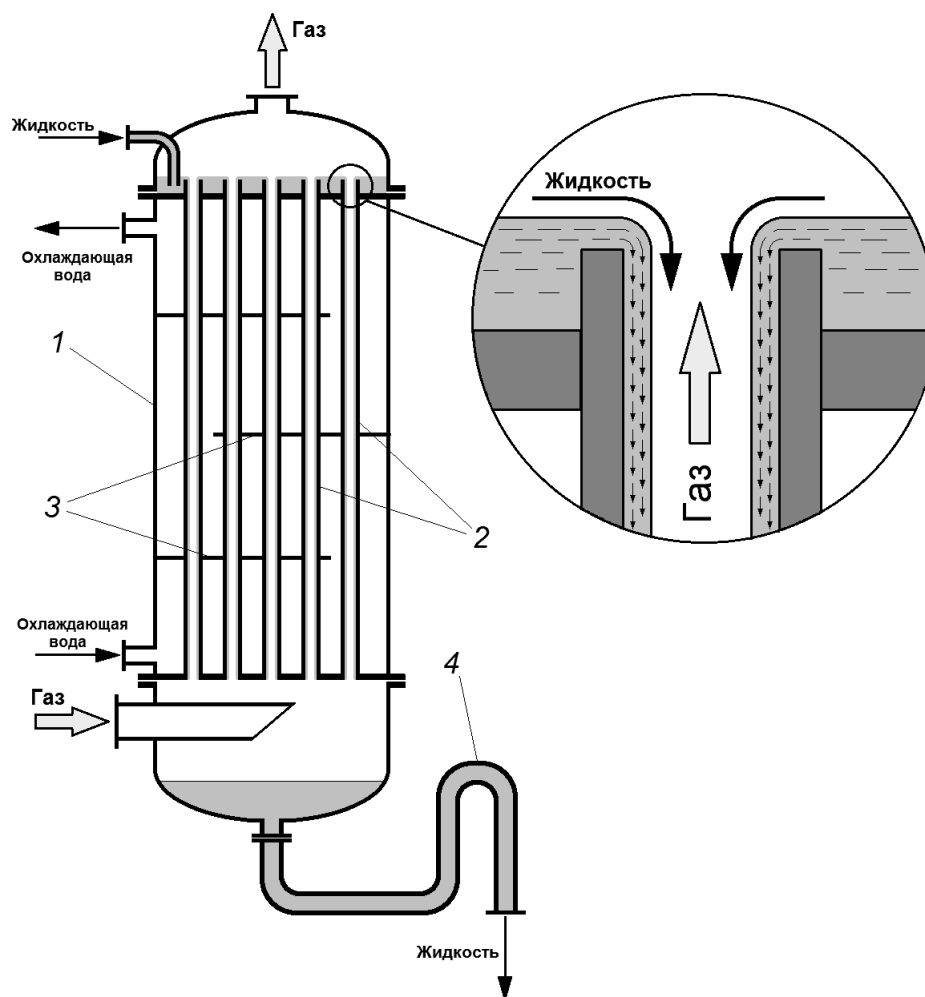


Рисунок 3 – Трубчатый плёночный абсорбер [7]:

1 – корпус; 2 – трубки; 3 – сегментные перегородки; 4 – гидрозатвор

Минусы плёночного трубчатого абсорбера:

- 1) трудности с созданием равномерно рассредоточенной жидкости по трубам в виде плёнки;
- 2) низкая площадь поверхности контакта фаз, из-за которой данные абсорберы трудноприменимы .

1.1.2.2. Полый распыливающий абсорбер

Полые распыливающие абсорберы распыляют абсорбент из форсунок навстречу потоку обрабатываемого газа. Абсорбент в итоге скапливается в нижней части аппарата, а газ направляется дальше в систему, согласно направлению потока. Выглядят такие абсорберы как полые колонны (Рисунок 4).

Плюсы полых распыливающих абсорберов:

- 1) простота установки и невысокая стоимость;

2) маленькое гидравлическое сопротивление по газовой фазе, в сравнении с иными видами абсорберов.

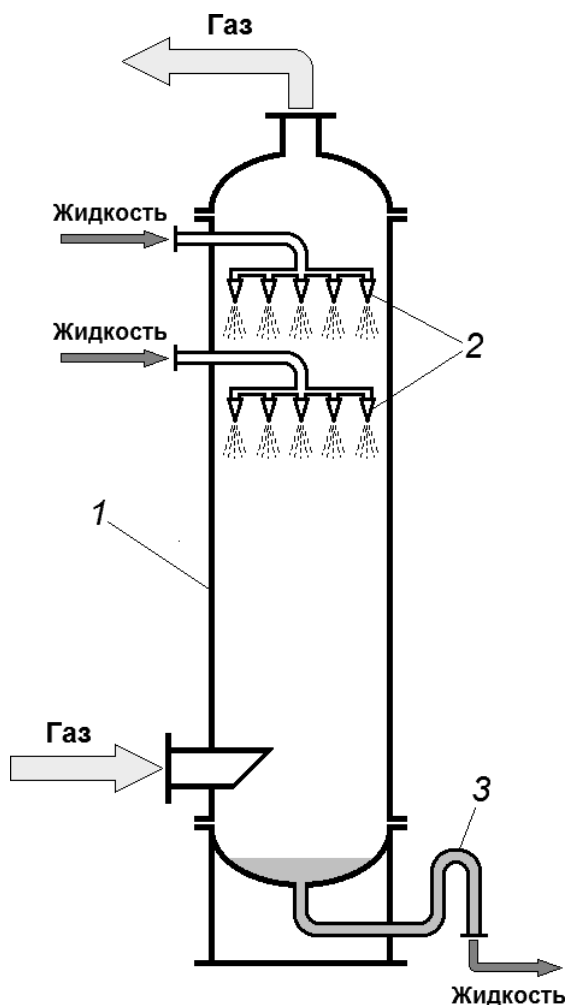


Рисунок 4 — Полый распыливающий абсорбер [7]:

1 – корпус; 2 – форсунки; 3 – гидрозатвор

Минусы полых распыливающих абсорберов:

- 1) низкая площадь поверхности контакта фаз, относительно объема аппарата, и, соответственно, громоздкость;
- 2) высокие затраты энергии на распыление жидкости;
- 3) брызгоунос при больших скоростях газа;
- 4) уменьшение движущей силы по причине появления обратного перемешивания, и, соответственно, низкая качество разделения.

1.1.2.3 Абсорбер Вентури

Получил своё название из-за основного элемента – трубы Вентури. В однонаправленном потоке газа и жидкости (абсорбента) поток газа сам распыляет жидкость после прохождения горловины. Таким образом образуется

два вида поверхностей контакта фаз – жидкость/газ в горловине и взвесь капель жидкости/газ в свободном пространстве после диффузора (Рисунок 5). В таких абсорберах возможна высокая скорость потока газа. Отделение капель абсорбента от газа в ушедшей далее в систему смеси производится в сепараторе.

Плюсы абсорбера Вентури:

- 1) простота конструкции;
- 2) работа при больших объёмах газовой фазы.

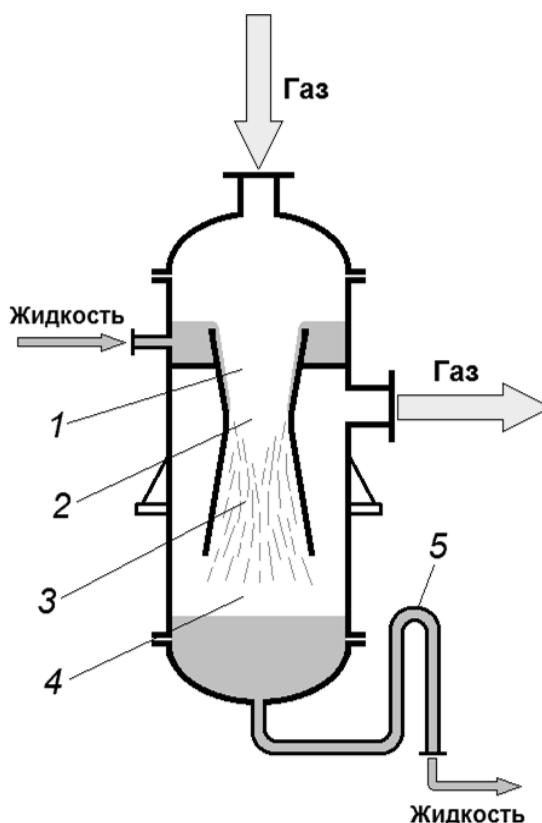


Рисунок 5 — Абсорбер Вентури с плёночным орошением [7]:

1 – конфузор; 2 – горловина; 3 – диффузор; 4 – сепаратор; 5 – гидрозатвор

Минусы абсорбера Вентури:

- 1) возможность разделения из-за притока фаз ограничена только однократным равновесием между фазами;
- 2) низкая площадь поверхности контакта фаз относительно объёма аппарата;
- 3) достаточно большое гидравлическое сопротивление, относительно других абсорберов.

1.1.2.4 Насадочный плёночный абсорбер

Технология абсорбции в насадочных абсорберах похожа на плёночные, внешний вид этих типов абсорберов также похож между собой. Отличие состоит в виде твёрдой поверхности, по которой стекает абсорбент. В насадочных абсорберах применяются специальные насадки сложной конструкции, в которых много поверхностей для стекания жидкости (Рисунок 6). Можно расположить сразу несколько насадок в корпусе абсорбера, каждая устанавливается на собственную опору. Газ движется снизу вверх, навстречу жидкости, через незанятое пространство в насадках. Подобные абсорберы возымели большую популярность на рынке.

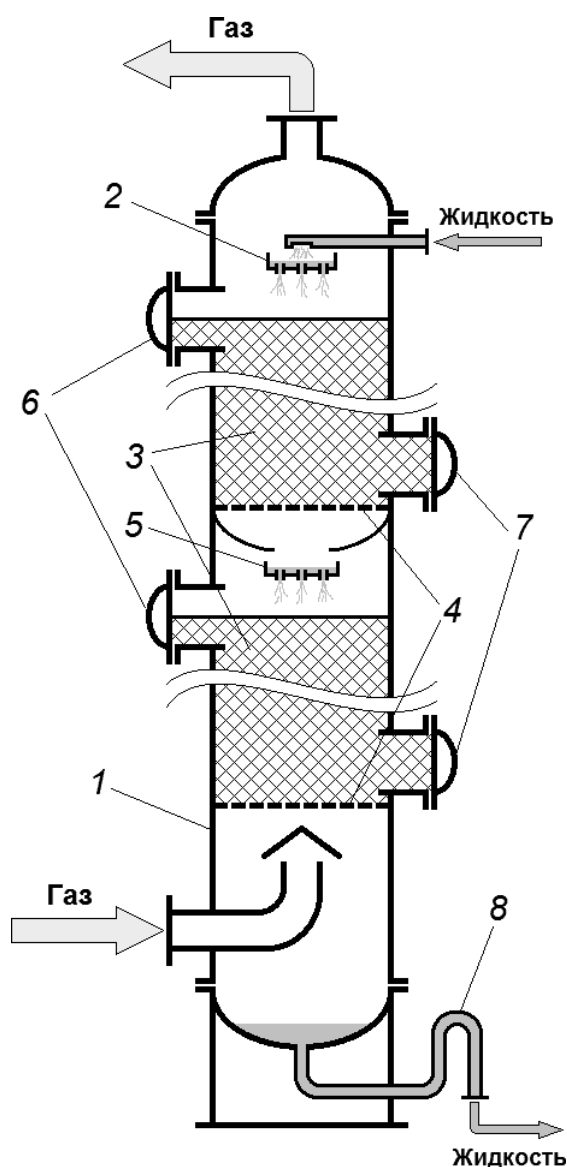


Рисунок 6 — Насадочный плёночный абсорбер [7]:

1 – корпус; 2 – распределительная тарелка; 3 – сегменты насадки; 4 – опорные решётки; 5 – перераспределительные тарелки; 6 – люки для загрузки насадки; 7 – люки для выгрузки насадки; 8 – гидрозатвор

Плюсы насадочного плёночного абсорбера:

- 1) высокая площадь поверхности контакта фаз, относительно плёночных трубчатых и полых распыливающих абсорберов;
- 2) маленькое гидравлическое сопротивление, относительно с тарельчатых абсорберов;
- 3) большая коррозионная стойкость контактных элементов;
- 4) более лёгкая в создании и меньшая металлоёмкость конструкции, относительно тарельчатых аппаратов;
- 5) большая движущая сила из-за низкого продольного перемешивания.

Минусы насадочного плёночного абсорбера:

- 1) более низкая поверхность контакта фаз, относительно тарельчатых барботажных колонн, и, соответственно, высокие размеры аппаратов;
- 2) плохое смачивание насадок при низком расходе жидкой фазы;
- 3) сложность отвода теплоты при экзотермическом эффекте абсорбции.

1.1.2.5 Эмульгационный абсорбер с затопленной насадкой

Затопленная насадка означает инверсию фаз. Иначе говоря, раньше в объёме насадок было много газа и небольшая жидкостная плёнка. Теперь в объёме насадок находится жидкость, а газ в этих насадках предстаёт в виде пузырьков. В такой системе поверхность контакта фаз намного выше, чем в предыдущем случае, однако в итоге в свободном пространстве насадок образуется барботажный слой (пена), что приводит к созданию режима эмульгирования. И только тщательно выбирая подачу газа можно добиться эмульгирования по всей высоте насадок. В этом режиме присутствует большое гидравлическое сопротивление. Кроме этого, режим эмульгирования непросто поддерживать, потому что слишком мал интервал изменения скоростей газа, при которых возможно сохранить такой режим. Всё это существенно ограничивает использование режима эмульгирования на практике. Режим эмульгирования соответствует наибольшей производительности насадочных колонн большей частью вследствие наращивания площади поверхности контакта фаз, которая в данном режиме ориентируется не поверхностью насадки, а межфазной поверхностью возникающей газожидкостной дисперсии, заполняющей весь незанятый объём насадки. В насадочных колоннах без особых приборов поддерживать режим эмульгирования довольно непросто, так как слишком мал интервал изменения скоростей газа, при котором колонна эксплуатируется в данном режиме. Вследствие этого разработана особая

конструкция эмульгационной насадочной колонны (Рисунок 7), в которой насадка погружена в жидкость – затоплена.

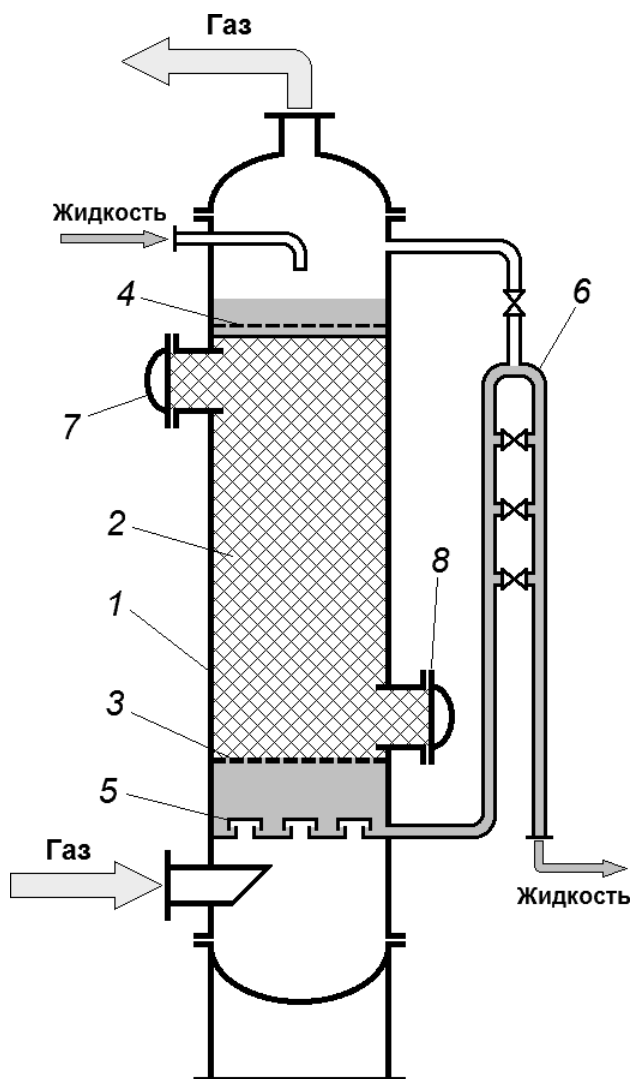


Рисунок 7 – Эмульгационный абсорбер с затопленной насадкой [7]:
1 – корпус; 2 – насадка; 3 – опорная решётка; 4 – сетка, фиксирующая насадку; 5 – газораспределительная тарелка; 6 – гидрозатвор; 7 – лючок для загрузки насадки; 8 – лючок для выгрузки насадки

Плюсы эмульгационного абсорбера с затопленной насадкой:

- 1) высокая движущая сила, из-за малозначительного продольного перемешивания по причине присутствия насадки;
- 2) возможность работы в широком диапазоне расходов фаз (возможность работы при невысоком расходе жидкой фазы считается достоинством перед насадочными плёночными абсорберами, при невысоких расходах газовой фазы – перед тарельчатыми абсорберами).

Минусы эмульгационного абсорбера с затопленной насадкой:

- 1) высокое гидравлическое сопротивление;

2) сложность отвода теплоты в случае большого экзотермического эффекта абсорбции.

1.1.2.6 Тарельчатый абсорбер

В тарельчатых абсорберах поверхность контакта фаз выше, чем у иных абсорберов. Впрочем, для абсорбера огромную роль играет его гидравлическое сопротивление, при слишком большом его значении энергозатраты на транспорт газа являются неприемлемо завышенными. Большое гидравлическое сопротивление тарельчатых абсорберов ограничивает их использование. Вследствие этого из всех тарельчатых аппаратов наибольшее распространение в качестве абсорберов возымели аппараты с провальными решетчатыми тарелками (Рисунок 8), гидравлическое сопротивление которых не настолько велико. Схема работы абсорбера с провальными решетчатыми тарелками представляет противоток фаз абсорбента и газа, при этом газ образует барботажный слой, проходя через ступенчатые поверхности тарелок, образуя большую поверхность контакта фаз.

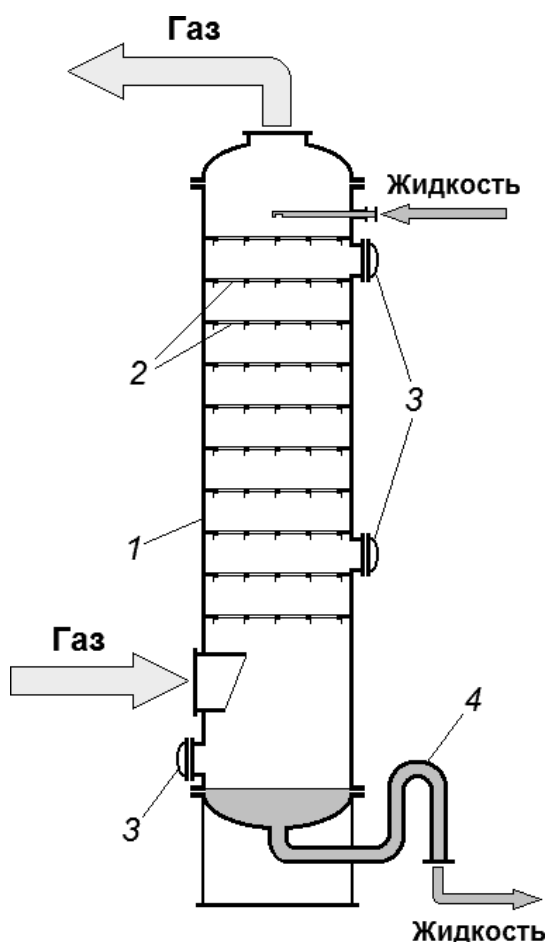


Рисунок 8 — Абсорбционная колонна с решетчатыми тарелками [7]: 1 — корпус; 2 — тарелки; 3 — люки для обслуживания; 4 — гидрозатвор

Плюсы абсорбера с провальными решетчатыми тарелками:

1) высокая площадь поверхности контакта фаз на единицу объёма аппарата;

2) возможность работы при маленьких затратах жидкости, в противовес насадочным плёночным абсорберам;

3) можно установить трубчатые обвязки тарелок с охлаждённой водой для отвода теплоты.

Минусы абсорбера с провальными решетчатыми тарелками:

1) большое гидравлическое сопротивление (ниже, чем у иных тарелок, но несколько больше, чем у насадки, действующей в плёночном режиме);

2) невозможность работы при невысоких расходах газовой фазы по причине того, что при невысоких расходах газа жидкость не удерживается на тарелке, стекая сквозь отверстия, и барботажный слой не появляется.

1.1.3 Компрессионные аппараты

Для рекуперации используется технология сжатия углеводородных паров со следующим затем их охлаждением до значений температуры окружающего пространства, что приводит к их конденсации. Для этого в аппарате формируется завышенное давление. В зависимости от используемых для этого приборов эти установки разделяются на компрессорные и жидкостно-эжекторные.

1-ый тип предполагает применение компрессоров, способных повышать давление для смеси в границах от 7 до пятидесяти атмосфер, благодаря чему возможно конденсировать от 50-ти до 99 % всех содержащихся углеводородов.

Плюсы:

- ° нет необходимости применять абсорбирующие или адсорбирующие материалы;
- ° существует возможность проводить сборку газа и его последующий транспорт.

Минусы:

- высокая энергоёмкость всей установки, осуществляющей сжатие;
- высокий уровень конденсации можно добиться только при довольно высоком давлении, что в высшей степени небезопасно для кислородосодержащих смесей, например увеличивается риск их взрыва;

- дополнительные затраты на заполнение резервуаров установки инертным газом;
- наличие особой аппаратуры, при помощи которой происходит согласование поступающей паровоздушной смеси и производительности компрессора (необходимо для того, чтобы ликвидировать снижение давления на входе до значений ниже, чем атмосферное; эта ситуация вполне возможно спровоцирует избыточную откачку паровоздушной смеси, вследствие чего случается дополнительное испарение, а в некоторых случаях вполне вероятно смятие резервуара).

Для второго типа, т. е. в струйном аппарате, итогом эжектирования считается сжатие паровоздушной смеси, впоследствии чего пары абсорбируются рабочей жидкостью.

Плюсы:

- простая конструкция эжектора;
- высокая пожаро- и взрывобезопасность.

Минусы:

- низкая степень улавливания;
- высокие затраты энергии при эксплуатации насосного агрегата, с поддержкой которого подаётся рабочая жидкость;
- высокие затраты рабочей жидкости;
- для регулировки производительности газового и жидкостного потоков необходима специальная аппаратура, которая позволит ликвидировать снижение давления на входе ниже атмосферных значений, что чревато лишней откачкой смеси, способной смять резервуар.

1.1.4 Мембранные рекуперационные технологии

Использование данных технологий осложняется определёнными их особенностями:

- выбор мембран нужной проницаемости – довольно труден;
- невысокий ресурс работы;
- необходимо создание перед мембраной увеличенного давления, при этом без возникновения взрывоопасных ситуаций;
- высокие затраты энергии на поддержание процесса;

° необходимо внедрение абсорбционных или компрессионных контуров, благодаря которым выполняется утилизация газообразных углеводородов, выделяемых в процессе работы установки.

Минусы:

- неустойчивая работа установки при наличии в смеси частиц воды и аэрозолей;
- необходимо заранее подготовить обрабатываемый газ;
- высокая цена мембран (производятся только за рубежом);
- мембраны нужно регулярно заменять.

1.1.5 Конденсационные установки

Низкотемпературная конденсация (НТК) – это изобарное охлаждение при температурах от 0 до -30 °С природного или попутного нефтяного газа (ПНГ) конденсацией отдельных компонентов газовой смеси соответственно их температурам конденсации, проходящее при определённом давлении.

Используя способ НТК из газовой смеси можно получить определённые компоненты, но разделённые фазы в любом случае проходят ступени с сепараторами газовой и жидкой фаз. Однако при одноразовой конденсации невозможно гарантировать абсолютно точное отделение конкретного компонента смеси, поэтому система НТК дополняется колоннами дегидратации и дегидратации.

Технологический режим установки НТК основывается на термодинамической характеристике морозения, составе газа и конденсата, и дополнительных требованиях, предъявляемых к продукции промысла. Для защиты системы НТК от гидратообразования существует возможность использования ингибитора гидратообразования, который вводят прямо в поток газа. Давление последней ступени сепарации основывается на давлении в газопроводе, температура - из полноты выделения воды и высоких углеводородов.

Метод НТК применим для разных климатических зон, допускает присутствие в обрабатываемом газе не только углеводородных компонентов, гарантирует уровень извлечения конденсата до 97%, а ещё регулирование температуры точки росы, при которой исключается выделение воды и углеводородов высокого ряда при дальнейшем транспорте газа.

Основным преимуществом системы НТК считаются низкие капитальные вложения и эксплуатационные затраты (при наличии свободного перепада давления), минусом - невысокая степень выделения конденсатообразующих

компонентов из тощих газов (крайне слабо насыщенные углеводородами высокого ряда), непрерывное понижение производительности в процессе эксплуатации в случае облегчения углеводородного состава газовой смеси, необходимость капитальной реконструкции в момент исчерпания дроссель-эффекта.

Для увеличения производительности НТК применяют сорбцию в потоке (впрыск в поток газа стабильного конденсата или же иных углеводородных жидкостей) и противоточную абсорбцию отсепарированного газа. В процессе низкотемпературной конденсации газ под давлением охлаждается до более низких температур особыми хладагентами (пропаном, аммиаком), после чего наибольшая доля газа конденсируется. Углеводородный конденсат, включающий все углеводороды из газовой фазы, отделяется в сепараторе и вслед за тем отправляется в ректификационную колонну – деэтанализатор, в нижней части которого отводится нестабильный газовый бензин, а из верхней – метан и этан.

Низкотемпературная ректификация (НТР) похожа на НТК. Отличие состоит в методе образования фаз – смесь охлаждается до необходимой температуры конденсации для смеси, чтобы образовался стабильный углеводородный конденсат – и отсутствии необходимости применения сепараторов для газовой и жидкой фаз (однако колонны дэметанизации и деэтанализации все равно нужны). Температура при НТР ниже температуры при НТК. В колонне дэметанизации снизу отбирается углеводородный конденсат без метана, а сверху отбензиненный газ. Полученный конденсат в дальнейшем отправляется в колонну деэтанализации. Немаловажным преимуществом НТР является возможность получать конкретные углеводороды из смеси высокой чистоты, в отличие от НТК [8].

1.1.6 Комбинированные способы

Основаны на всевозможных сочетаниях конденсационных и абсорбционных способов. Главное преимущество – высочайший уровень улавливания.

Ключевые минусы:

- дороговизна оборудования.

Для каждого конкретного случая выбор каждой конкретной технологии прагматичнее всего проводить на основании принципа осмысленной приемлемости. Сущность его в том, что разумно-приемлемым является тот

способ, который способен гарантировать минимизацию выбросов при выполнении мер, применимых для производства с финансовой и технологической точки зрения.

Есть и иные принципы выбора наиболее рационального способа рекуперации паров нефтепродуктов:

- наилучшая из достаточных технологий (НДТ);
- технология, благодаря которой происходит максимальное подавление выбросов (ТМП).

Основные различия между данными принципами в том, что есть возможность использовать НДТ в тех случаях, когда наличие вредных выбросов ниже показателя максимально разрешённых значений. В данном случае выбирается установка с наилучшей в конкретных условиях ценой. ТМП можно применять на предприятиях, где степень загрязнения зашкаливает за предельные значения. В данном случае финансовая составляющая не берётся на рассмотрение.

1.2 Виды и источники потерь нефти и нефтепродуктов

Исходя из литературного обзора, потери нефти или нефтепродуктов можно систематизировать двумя способами, которые имеют сходства и отличия.

Первая классификация — количественные, качественно-количественные и качественные потери.

Количественные потери. На практике такие потери могут произойти в ходе неполного слива или перелива транспортных ёмкостей или резервуаров, в виде утечек при транспорте или хранении углеводородов (как следствие негерметичности стенок и днищ резервуаров) при поломке запорной арматуры, из-за нарушении технологии проведения операций налива/опорожнения/технологических и т. д, поломке контрольно-измерительного оснащения. [9].

Качественно-количественные потери. Это потери нефти и нефтепродуктов от естественного испарения их лёгких фракций. Подобный тип потерь существенно снижает качество хранимого нефтепродукта. Однако это не относится к нефтепродуктам, слабо подверженным испарению (смазки, мазуты и масла). [10].

Издержки от улетучивания нефтепродукта из РВС подразделяются на [11]:

- «большие дыхания» (операции налива РВС);
- «малые дыхания» (температурное расширение ПВС в РВС и изменения атмосферного давления);
- «обратный выдох» (донасыщение ГП парами углеводородов после окончания операции опорожнения РВС);
- вентиляция ГП (при условии наличия 2-х и более конструктивных отверстий резервуаре).

При потерях от «малых дыханий» доля жидкого нефтепродукта, испаряясь, преобразуется в газообразную фазу так, что уменьшается объем нефти или нефтепродукта, но возрастает ГП резервуара. Издержки при «больших дыханиях» проявляются следующим образом: при откачке флюида из ёмкости освобождающийся объем ГП заполняется атмосферным воздухом. В данном случае парциальное давление паров нефти/нефтепродукта в ГП падает, и начитается интенсивный процесс испарения нефти/нефтепродукта до насыщения ГП. При последующей операции налива резервуара оказавшаяся в ГП паровоздушная смесь вытесняется из ёмкости. Издержки от «больших дыханий» в большой степени зависят от частоты операций налива/опорожнения и пропорциональны объёму закаченного в резервуар нефтепродукта. Насыщение ГП может являться причиной потерь из-за: первого заполнения резервуара, если закачивают тёплый нефтепродукт, если закачивают нефтепродукт с более высоким давлением насыщенных паров, чем было ранее. Во всех случаях повышение давления приводит к срабатыванию дыхательных клапанов и выпуску ценной ПВС. Количество же ПВС учитывается объёмом возникших паров нефтепродукта и первичным размером паровоздушной смеси, равным габаритам для ГП ёмкости [12].

«Обратный выдох» является следствием откачки нефтепродукта из резервуара. Нефтепродукт, оставшийся на стенках резервуара и ненасыщенное ГП являются причиной резкого повышения скорости испарения и, как следствие, повышения давления внутри резервуара.

Открытие дыхательного клапана означает превышение давления газовой смеси в резервуаре над давлением срабатывания клапана. Открывшись, объем ПВС, который является причиной превышения давления, вытесняется в окружающую атмосферу. Похожее явление случается как следствие того, что

очищенная и проветренная ёмкость отчасти заполнена, при этом ГП ещё не насыщено парами углеводородов. В таких случаях, после завершения операции налива резервуара, происходит «дополнительный выдох», а дыхательный клапан даже не успевает закрыться [10].

Испарения лёгких фракций из резервуаров определяются дальнейшими цифрами [13]: от «больших дыханий» – 80,2 %; от вентиляции ГП – 19,05 %; от «малых дыханий» – 0,8 %.

Качественные потери. Являются по сути ухудшением свойств определённого нефтепродукта. Это связано с поочерёдной перекачкой нефтепродукта через трубопровод, в котором до этого перекачивались углеводороды разных свойств, а также заполнением резервуаров, из которых не удалены остатки нефтепродуктов с иными свойствами. Таким образом углеводороды высокого сорта перемешиваются и углеводородами более низкого сорта и наоборот, что в обоих случаях негативно сказывается на конечном качестве товарного нефтепродукта.

Вторая классификация — естественные, эксплуатационные и аварийные потери.

Естественные потери. Эти потери основываются на природно-погодных условиях, на физико-химических качествах нефтепродукта, а также от технологического оборудования в резервуарных парках и складах. Эти издержки при современном уровне технического оборудования объектов, специализированных для сбережения нефтепродуктов, буквально не поддаются ликвидации, однако, есть возможность существенно сократить их в ходе воплощения соответствующих технических и организационных планов [12, 14].

Естественные потери, образующиеся при испарении нефти и нефтепродуктов, считаются по сути своей смешанными, т. е. количественно-качественными, что основывается на неравномерности улетучивания входящих в состав нефтепродукта углеводородов. Основная доля потерь нефтепродуктов при хранении (в пределах до 1 % от суммарных потерь) приходится на испарение, вследствие этого борьбе с данным видом издержек уделяется высокое внимание [15].

Эксплуатационные потери. Образуются в результате поломок или нерегламентированной эксплуатации нефтескладского оснащения, включают в себя потери от проливов, утечек, неполного слива, загрязнения и обводнения нефтепродуктов [16].

Данную картину потерь реально устранить при условии соблюдения определённых мер:

- грамотная организации хранения нефти и нефтепродуктов на техническом уровне;
- актуальное и высококачественное проведение периодического обслуживания и своевременных ремонтов резервуаров и технологического оснащения нефтебаз и складов;
- рациональное планирование и проведение операций налива и опорожнения резервуаров.

Аварийные потери. Образуются вследствие повреждения или разрушения резервуаров, трубопроводов, иного нефтескладского оборудования при стихийных бедствиях и в подобных случаях, включают в себя издержки от проливов, пожаров и взрывов. Предотвращение данного типа потерь осуществляется проведением профилактических мероприятий, нацеленных на увеличение срока эксплуатации технологических объектов нефтебаз и НПС, на увеличение пожарной безопасности на промышленных объектах нефти и газа, на уменьшение потерь методом быстрой ликвидации аварий, благодаря устройствам для автоматизированного сбора пролитого нефтепродукта [16].

1.3 Методы сокращения потерь

Способы борьбы с потерями нефти и нефтепродуктов во время их хранения в резервуарных парках нефтеперерабатывающих заводов, нефтебаз и складов горючего различных потребителей очень многообразны и выбираются в зависимости от причин, по которым в основном появляются потери, а также от типа потерь. Способы борьбы избирают, сообразно технико-экономическим расчётам с учётом метеорологических и производственных критериев. Далее представлены пять способов минимизации потерь нефтепродуктов от испарения [17, 18].

Первая группа – сокращение размера ГП резервуара. Теоретически, при отсутствии ГП потери от испарения абсолютно полностью отсутствуют. Поэтому на практике, чем меньше ГП, тем соответственно меньше потери от испарения.

Это правило применяют в конструкциях резервуаров с плавающей крышей и понтонами. Эти нововведения позволяют снизить потери от испарений во время «больших дыханий» и «обратного выдоха» ориентировочно на 75 % для количества операций налива/опорожнения до 60

раз в год, на 85 для количества более 60 раз в год. Однако рентабельность проявляется, начиная от 12 операций в год для одного резервуара. Для «малых дыханий» снижает потери от испарения ориентировочно на 70 %.

Вторая группа – хранение под дополнительным давлением. Если предположить, что резервуар способен выдержать повышающееся давление ПВС в ГП резервуара, то напрашивается вывод, что необходимость в сообщении с окружающей средой отпадает. Поэтому резервуары, рассчитанные на работы под высоким давлением, больше атмосферного, способны полностью ликвидировать потери от испарений нефтепродуктов. Но с практической точки зрения, создание подобных резервуаров связано с рядом проблем как в строительстве и конструировании, так и в эксплуатации. К тому же неоднозначными факторами для выбора диапазона избыточного давления в резервуаре являются метеорологические условия и тяжесть прогноза углеводородного сырья с физико-химической точки зрения. Поэтому, даже основываясь на высочайшей эффективности этого способа, его столь же сложно реализовать на практике.

Третья группа – уменьшение амплитуды изменения температуры ГП.

Для хранения нефтепродуктов без теплового взаимодействия с окружающей средой или минимизации этого взаимодействия используют прямое охлаждение водой, теплоизоляцию для резервуаров и окрашивание в наиболее эффективный, с точки зрения отражения тепловых волн или их излучения, цвет.

Четвертая группа – пары нефтепродуктов не выпускают в атмосферу.

В этом методе соединяются газовые пространства нескольких резервуаров или иных ёмкостей с помощью системы газоуравнительных обвязок в виде трубопроводов. В простейшем виде, при операциях налива/опорожнения один из двух резервуаров опорожняется, а второй заполняется. Газовая смесь из уменьшающегося ГП в резервуаре наполняемом переходит по трубопроводам в резервуар опорожняющийся, с увеличивающимся ГП. Таким образом, синхронизировав несколько резервуаров можно добиться высокой степени сохранения испаряющегося нефтепродукта. При этом эффективность всей системы зависит от степени синхронизации в работе с резервуарами.

Пятая группа – организационно-технические мероприятия. Планомерно организованная эксплуатация резервуаров – одно из наилучших средств сокращения потерь нефтепродуктов.

Итак, разберём каждый из методов сокращения потерь от испарения при хранении нефти и нефтепродуктов в резервуарах более подробно.

1.3.1 Температурная защита резервуаров

Самым легкодоступным и практически применимым техническим мероприятием является температурная защита резервуаров. Этот метод снижает уровень теплового взаимодействия между хранимым нефтепродуктом и окружающей средой [19].

Существуют разные методы температурной защиты резервуаров: теплоотражающая покраска, теплоизоляция, экранирование, охлаждение водой и т. д. Накоплен значительный опыт использования данных методов борьбы с потерями от испарений, что позволяет оценить объективность существующих приборов, используемых для температурной защиты резервуаров.

Для горизонтальных резервуаров простым способом сохранения их температуры в статике считается заглубление в почву. Наиболее известны 3 типа размещения резервуаров [16,19].

- наземное, когда ёмкость для хранения находится на поверхности грунта или заглублена меньше чем на половину собственной высоты;
- полузаглубленное, когда резервуар заглублён больше, чем на половину своего диаметра, а бочки находятся в открытых котлованах и траншеях;
- заглубленное, когда резервуар расположен под слоем земли не меньше чем 0,2 м или содержит обсыпку такой же толщины, а бочки находятся в закрытых подземных хранилищах – казематах или землянках.

Высокий уровень эффективности борьбы с испарением нефтепродуктов из резервуаров методом заглубления ёмкостей основывается на том, что изменения температуры тёплое время суток в грунте на глубине 30-40 см буквально отсутствуют, и на заглубленный резервуар влияют только сезонные колебания температур [15]. Помимо прочего, при этом типе размещения ветер не влияет на вентиляцию ГП резервуара.

Тепловая защита вертикальных стальных резервуаров методом обстройки вокруг них наземного каземата (кожуха) из кирпича или железобетонных панелей и плит практически никогда не используется, поскольку такие сооружения имеют крайне высокую стоимость, которая выше затрат на заглубление резервуаров в 10-12 раз.

Широчайшее распространение заслужила особая покраска резервуаров, защищающая металл от нагрева выборочно отражая солнечные лучи и понижая общий уровень нагрева резервуаров. Для подобной технологии рекомендованы светлые краски с коэффициентом отражения не меньше 0,8 [16]. Эффективность использования покраски резервуаров вместительностью 5000 м³ для уменьшения потерь нефти и нефтепродуктов от испарения приведена в таблице 1.

Таблица 1 — Влияние окраски резервуара на потери от испарения [20]

Цвет	Средняя эффективная температура стенки в весенне-летний период, °С	кг	Годовые потери, %	
			абсолютные	относительные
Чёрный	30	680	1,36	100
Красный	20,3	590	1,18	86
Зелёный	14,7	490	1,1	81
Серебристый	11,5	460	0,92	67,6

Самыми низкими по стоимости и существенными по эффективности красками считаются мел и известь. Несмотря на низкую стойкость к влиянию атмосферных осадков, опыт их использования говорит о том, что покраска резервуаров мелом или известью, разведёнными в солёной воде с добавлением 10 % портландцемента, близка по эффективности к окраске относительно дорогой алюминиевой пудрой. Использование цинковых белил мало эффективно по причине низкого коэффициента отражения данного вида красок.

Отражающие качества теплозащитной краски в процессе эксплуатации резервуаров понижаются из-за загрязнения их поверхности и химических изменений в составе покрытия, механических повреждений покрытия, вследствие этого нужно время от времени обновлять окраску.

В одном ряду с внешней окраской резервуара стоит покраска внутренних сторон резервуара покрытиями с низким коэффициентом излучения. Нанося на внутреннюю часть крыши резервуара антикоррозионные бензостойкие покрытия, такие как ЭП-755, ХС- 717, ХС-720 и ФЛ-724, тепловой поток от крыши к поверхности хранимого флюида понижается приблизительно в два раза, а потери от испарений понижаются на 27-45 % [16].

Одновременная покраска внешней и внутренней поверхностей резервуаров позволяет при относительно маленьких расходах понизить потери нефти и нефтепродуктов от испарения на 30-65 % в сравнении с неокрашенными резервуарами.

В настоящий момент разработан простой и доступный технологический процесс, позволяющий наносить пенополиуретан в качестве теплоизоляции в полевых условиях и стационарных методом напыления благодаря установке типа «Пена» [21].

С практической стороны выгодно наносить пенополиуретан двухслойно, причём сначала нанести пенополиуретан низкой плотности в качестве первых слоёв (ППУ-3 или ППУУ-17Н), которые имеют значительные теплоизоляционные качества. Для внешнего слоя можно применять жёсткие пенополиуретаны с большим значением плотности (ППУ-ПН-1 или ППУ-ПН-2) [21] 19. Они обладают более слабыми теплоизоляционными качествами и нуждаются в больших затратах начальных ресурсов, но отличаются высоким уровнем механической прочности, стойкостью к влиянию влажности, нефтепродуктов и всевозможных химических веществ. Возможность для жёсткого пенополиуретана большой плотности принимать статические и динамические нагрузки, и в дополнение его химическая стойкость даёт возможность использовать данный материал без дополнительной внешней защитной оболочки, а внедрение способа напыления в связи с высокой адгезией пенополиуретанов и малой их плотностью способствует нанесению такой теплоизоляции на криволинейные поверхности и фасонные детали разных форм.

Использование на резервуарах температурной изоляции из пенополиуретанов, главные физико-химические характеристики которых приведены в таблице 2, позволяет уменьшить потери нефтепродуктов от испарения на 60-70 % в сравнении с нетеплоизолированными резервуарами подобной конструкции и объёма [12, 21].

Таблица 2 - Свойства теплоизоляционных пенополиуретанов [15]

Показатель	Плотность пенополиуретана, кг/м ³					
	Низкая				Высокая	
	30-50	100-200	200-400	400-600	600-800	800-1000
Предел прочности, МПа						
При сжатии:	0,25	0,8	4,0	16,0	25,0	35,0
При изгибе:	0,4	1,0	6,0	12,4	18,6	24,2
Водопоглощение за 24 часа, кг/м	0,02	0,03	0,01	0,008	0,009	0,001

Коэффициент теплопроводности при 20 °С, Вт/(м·град)	0,3	0,8	0,11	0,12	0,148	0,155
Температура размягчения, °С	90	120	140	160	180	200

Охлаждение резервуаров водой с целью понижения температуры ГП возможно реализовать методом оснастки крыши резервуара водяным экраном – проточным или время от времени пополняемым бассейном с тонким слоем воды, или методом орошения верхней части резервуара водой из распылителей (систему орошения противопожарного водоснабжения).

Опыт применения водяного охлаждения на резервуарах доказывает, что использование орошения достаточно эффективно, однако процесс необходимо вести безостановочно, так как в случае периодического орошения границы изменения температуры в газовом пространстве резервуара могут расшириться, что в свою очередь приведёт к повышению объёма «малых дыханий».

Минусом водяного охлаждения считается повышенная вероятность коррозии резервуаров и размывания их основания. Настоящими строительными нормами установлено, что заново проектируемые резервуары для нефтепродуктов вместительностью более 5000 м³ обязаны быть оборудованы стационарными системами водяного орошения [22].

1.3.2 Организационно-технические мероприятия

В одном ряду с температурной защитой резервуаров, которую, как правило, есть возможность организовать на промышленных объектах, находят полезными и иные методы понижения потерь от испарения, не требующие серьёзного переоборудования резервуарного парка и дешёвые в стоимости для повсеместного использования. Эти методы, использование которых связано с применением простых и давно зарекомендовавших себя устройств и приспособлений, не обрели ещё довольно широкого распространения, но имеющийся практический опыт говорит об их значительной полезности.

В настоящий момент производятся попытки снизить потери бензинов от испарения при хранении методом введения к ним в малых объёмах поверхностно-активных веществ, спиртов и некоторых других веществ, которые понижают испаряемость бензина в 1,5-2 раза по сопоставлению с бензином без антииспарительных добавок. Подобный метод борьбы с испарением бензина распространения пока не получил, поскольку связан с

усложнением технологии изготовления товарных бензинов, а воздействие вводимых присадок на использования горючего по прямому назначению ещё мало исследовано [13].

Опыт эксплуатации резервуарных парков демонстрирует, что в борьбе с испарениями нефти и нефтепродуктов кроме технических событий весомую роль играют меры организационного характера, воплощение которых гарантирует грамотно рассчитанный порядок работ на нефтебазах и иных объектах, специализированных для хранения нефтепродуктов. Ряд этих событий, нацеленных на уменьшение потерь нефтепродуктов при «больших дыханиях» и «малых дыханиях» приведён в таблице 3.

Таблица 3 — Организационные мероприятия по сокращению потерь нефти и нефтепродуктов при испарении [13]

Цель мероприятия	Пути и способы осуществления	Достигаемый эффект
Уменьшение потерь при больших дыханиях	1) Сокращение числа внутрискладских перекачек; 2) При выдаче продукта осуществлять полную его выкачку из резервуара с максимальной скоростью; 3) При приёме продукта заполнять резервуар сразу после опорожнения с максимальной скоростью; 4) Приём продукта в летнее время производить при минимальной температуре окружающего воздуха; 5) Выдачу продукта осуществлять при макс. температуре окружающего воздуха.	1) Уменьшение числа больших дыханий; 2) Обеспечение наименьшей концентрации паров в опорожнённом резервуаре; 3) Обеспечение наименьшей концентрации паров вытесняемой паровоздушной смеси; 4) Частичная конденсация паров в резервуаре; 5) Уменьшение объёма большого дыхания из-за высокой концентрации паров в ГП.

Уменьшение потерь при малых дыханиях	1) Хранение продукта в полностью залитых резервуарах; 2) Хранение продукта в резервуарах большей вместимости.	1) Уменьшение объёма ГП; 2) Уменьшение температурных колебаний в резервуаре.
Уменьшение потерь при разгерметизации резервуаров	1) Проведение работ по вскрытию люков резервуаров в холодное время суток при минимальной температуре продукта	1) Уменьшение концентрации паров в ГП.

Снижение внутрискладских перекачек даёт возможность сократить потери нефти и нефтепродуктов на 10,5 %. Сравнивая резервуары, наполненные на 90 % и на 40 %, в первых потери от испарения в 12 и 13 раз меньше, чем во вторых, в средней климатической зоне и южной соответственно [21].

Ещё одной действенной методикой считается хранение нефти и нефтепродуктов в резервуарах большой вместимости. Так, благодаря полученному опыту [21], применение для хранения товарного бензина единственного резервуара вместительностью 10000 м³ сокращает потери от испарений: более чем в 2 раза в сравнении с потерями от испарений в пятидесяти резервуарах вместительностью 200 м³ каждый, в 1,8 раза для двадцати пяти резервуаров вместительностью 400 м³, в полтора раза для десяти резервуаров вместительностью 1000 м³, в 1,3 раза для пяти резервуаров вместительностью 2000 м³.

В дополнение к перечисленным мероприятиям относится ещё и периодические проверки герметичности резервуаров и их дыхательной арматуры. Модернизация давно введённых в эксплуатацию резервуаров обычной конструкции с плоской кровлей позволяет заметно сократить потери нефтепродуктов от испарения, впрочем, массовая эффективность и финансовая выгода различных методик борьбы с испарениями потерями неодинаковы.

1.3.3 Хранение под избыточным давлением

Метод хранения в резервуарах под избыточным давлением обладает высочайшим уровнем эффективности против испарений нефтепродуктов.

Испарение представляет собой переход некоторого жидкого вещества в газообразное состояние, при некотором давлении и температуре меньшей, чем температура кипения. Особенностью процесса испарения в закрытом сосуде является то, что испарение будет происходить до тех пор, пока давление внутри сосуда не достигнет значения давления насыщенных паров. На скорость испарения нефти и нефтепродуктов в большей степени влияют фракционный состав, коэффициент диффузии, а также средняя температура кипения а величина давления насыщенных паров для смеси углеводородов, входящих в состав нефтепродукта [10, 13].

Проанализировав описанное ранее определение испарения можно сделать вывод, что чем выше величина давления насыщенных паров, тем больше нефтепродукта должно испариться, чтобы достигнуть этой величины. Поэтому знать механизм изменения величины давления насыщенных паров необходимо. Наиболее сильное влияние на данную величину оказывают фракционный состав нефтепродукта и температура его температура в жидком состоянии.

Поэтому, храня нефтепродукты под давлением большим, чем давление их насыщенных паров, можно добиться полной остановки их испарения.

Для наиболее популярных сейчас в нефтегазовой сфере РВС, спроектированных для нагрузок наибольшего избыточного давления в 0,2-1,6 кПа и давления разрежения в 0,2 кПа [13], не представляется возможности образовывать избыточное давление при хранении нефтепродуктов. Для данной цели применяются резервуары особых конструкций, имеющие более высокую прочность и оборудованные соответственной дыхательной арматурой.

Также в настоящий момент существует большое количество конструкций резервуаров, рассчитанных на высокое внутреннее давление (каплевидные, шаровые и т. д.), но следует заметить, что они не снискали пока повсеместного распространения ввиду повышения трудозатрат и увеличенных затрат металла при их сооружении. Так, РВС с коническими крышами способны выдерживать избыточное давление величиной до 3,0 кПа, хотя давление разрежения не изменилось, относительно стандартных РВС. РВС со сферическими крышами рассчитаны на 30 кПа и 1,5 кПа, а РВС с крышами в виде радиальных сводов на 42 кПа и 1,5 кПа давления избыточного и разрежения соответственно [23]. Численная эффективность метода хранения нефтепродуктов под давлением такова: увеличение допустимого избыточного давления в вертикальном резервуаре с 0,3 до 3,3 кПа понижает потери от испарения с 2 до 0,21 тон в год, т. е. практически десятикратно [23].

Нефтепродукты с высоким уровнем упругости паров хранятся как правило в резервуарах шаровидной, каплевидной, сфероидальной формы и т. п. Благодаря такого рода резервуарам можно создавать избыточное давление до 70-200 кПа, что позволяет практически всецело ликвидировать потери от «малых дыханий», хотя они сложны в изготовлении и предполагают большие финансовые затраты, вследствие этого ограниченно используются в промышленности [10, 23].

1.3.4 Уменьшение объёма газового пространства

1.3.4.1 Изоляция сред

Из-за того, что нефть и нефтепродукты представляют из себя сложные многокомпонентные жидкости, давление их насыщенных паров находится в зависимости от пропорции жидкой и газовой фаз. У нефтепродуктов в первую очередь испаряются лёгкие фракции с большим давлением насыщенных паров, вследствие этого давление насыщенных паров нефтепродуктов на 10-20% больше, чем можно было бы предполагать по закону аддитивности [24].

В данном случае при испарении состав жидкой фазы буквально не меняется, и сбалансированное состояние пар-жидкость достигается при составе жидкости до начала испарения.

С сокращением объёма пропорций $V_{\text{ж}}/V_{\text{г}}$, т. е. когда количество газовой фазы гораздо больше жидкой, на насыщение паров уходит уже существенная доля легкоиспаряющихся компонентов нефтепродукта [10]. При этом состав жидкой фазы меняется, и в равновесии с паром будет пребывать жидкая фаза с уже изменённым составом. Давление насыщенных паров станет ниже давления, рассчитанного для больших объёмов пропорций $V_{\text{ж}}/V_{\text{г}}$.

Сокращения потерь от испарения можно достичь уменьшением газового пространства резервуара или же его абсолютной ликвидации за счёт использования резервуаров, оснащённых плавающими понтонами и крышами, резервуарами с дышащими, баллонными и мембранными крышами. Знания об эксплуатации демонстрируют, что, не обращая внимания на проблемы, связанные с эксплуатацией резервуаров с плавающими понтонами и крышами, внедрение этих резервуаров даёт возможность существенно уменьшить потери нефтепродуктов от испарения, в связи с чем применяемой нормативной документацией ГОСТ 1510-76 «Нефть и нефтепродукты. Упаковка, маркировка, перевозка и хранение» [25] необходимо оснащать все РВС для хранения нефтепродуктов понтонами или плавающими крышами, если величина давления насыщенных паров для хранимого нефтепродукта составляет 27-66

кПа. Уменьшение потерь при соблюдении правил ГОСТ 1510-76 для РВС вместимостью 3000, 10000 и 20000 м³ составляет от 61 до 95 % [22, 24].

Способ сокращения размера ГП за счёт подкачки и сброса в дренаж воды под нефтепродуктом при опорожнении и налива резервуара соответственно не возымел распространения. В данном случае в одном ряду с обводнением нефтепродукта существует возможность его откачки совместно с удаляемой из резервуара водой.

Применяя мягкие резиноканевые резервуары можно ликвидировать ГП как таковое. Для таких резервуаров не существует «больших дыханий», и «малых дыханий». Эти резервуары применяются для развёртывания складов горючего в полевых условиях, но в противовес, их использование на больших нефтебазах ограничивается относительно маленькой вместительностью резервуаров (4...250 м³) [22], трудностью их зачистки и откровенно низкой механической прочностью.

1.3.4.2 Резервуары с плавающими крышами и понтонами

Ранее поднималась тема плавающих крыш и понтонов. В этом разделе этот момент будет рассмотрен более подробно.

Плавающую крышу размещают именно в резервуаре из панелей толщиной 5 см и площадью поверхности 1,22 × 2,44 м. Схематичную конструкцию РВС с плавающей крышей можно видеть на рисунке 9 [22].

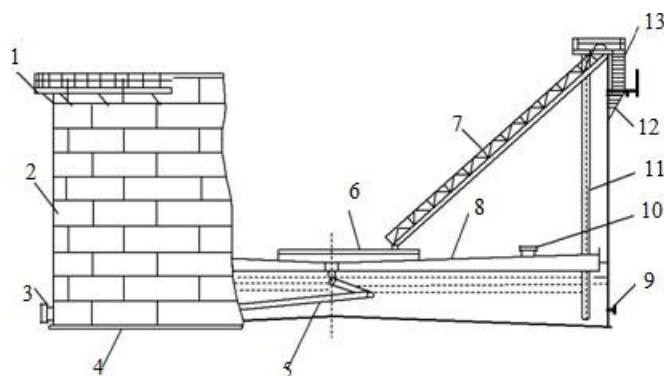


Рисунок 9 — Резервуар с плавающей крышей [19]:

1 – ветровое кольцо; 2 – стенка; 3 – люк-лаз в стенке; 4 – днище; 5 – система водоспуска; 6 – путь катучей лестницы; 7 – катучая лестница; 8 – плавающая крыша; 9 – патрубки в стенке; 10 – люки; 11 – направляющая; 12 – кольцевая лестница; 13 – переход и площадка

Плавающие крыши включают в себя: лестницу, дыхательные клапана, дренажную систему, скребки, уплотнительные элементы, тело крыши и, иногда, подогреватели [22].

Крыша необходимо сконструировать с учётом выталкивающей силы нефтепродукта и давящей силы вода/снега на её поверхности, одновременно с этим на используемый для хранения нефтепродукта объем резервуара должен оставаться без влияния крыши.

Главными минусами резервуаров с плавающими крышами, основываясь на [19], считаются: высоковероятно наличие взрывоопасной паровоздушной шапки над крышей и за пределами резервуара; затопление крыш и дальнейшие ремонтные работы; загрязнение хранимого флюида пылью и влагой; обледенение уплотняющих элементов; коррозия крыши в итоге скопления влаги; низкий уровень герметизации и неизбежность потерь некоторого объёма парообразных углеводородов сквозь уплотняющие затворы.

Не смотря на указанные минусы, использование плавающих крыш значительно уменьшает потери (в большей степени в сравнении с другими системами минимизации испарений для резервуаров РВС), но, согласно [22], не доводит их до нуля. Воздействие давления насыщенных паров продукта, температуры окружающей среды, уровень герметичности уплотняющих элементов, мероприятия по эксплуатации самого резервуара, скорость ветра, оборачиваемость резервуаров, физико-химические показатели углеводородов и их остатки на стенках резервуаров при опускании крыши – все это влияет на объем сохранённых нефти и нефтепродуктов в жидком состоянии.

Понтон представляет собой горизонтальную перегородку внутри РВС со стационарной крышей, которая накрывает хранимый нефтепродукт. Понтон, в составе РВС со стационарной крышей, создаёт надёжную защиту хранимого флюида от атмосферных осадков от зимы до лета, существенно уменьшают потери лёгкий фракций от испарения, не нуждаются в высоких затратах на эксплуатацию, тем более в зимнее время.

Эффективность использования понтонов ориентируется на качество герметизации зазора между ним и стенками резервуара и вокруг направляющих стоек, что высокой степени зависит от конструкции уплотняющего затвора.

Затвор отчасти погружён в хранимый в ёмкости флюид и имеет собственную плавучесть. Из-за этого под затвором отсутствует ГП, что и является полезным эффектом понтона в уменьшении потери нефти или нефтепродуктов от испарения.

Практика [19] говорит, что понтоны из синтетических материалов в сравнении с металлическими практически непотопляемы, сохраняют приемлемый уровень эластичности, дают возможность производить ремонт без

использования огневых работ в резервуаре. Такие понтоны можно собирать сразу в готовых РВС без их демонтажа. У них существенно ниже вес и затраты металла. Однако в случае их применения полезная ёмкость резервуара несколько уменьшается.

1.3.4.3 Газоуравнительные системы

Сокращение потерь нефти и нефтепродуктов от испарения при хранении можно достигнуть методом улучшения технологических схем нефтебаз и товарно-сырьевых парков, которое заключается в разработке газоуравнительных систем, соединяющих ГП резервуаров (Рисунок 10) [24].

ГУС - это газовая обвязка, в которую включён какой-либо газосборник [26]. Эти системы имеют значительную эффективность при большом количестве сливно-наливных операций в резервуарном парке (высоком коэффициенте оборачиваемости резервуаров). Стандартная система представляет собой из два резервуара, в один из которых флюид наливается, а из второго в тоже время выдаётся дальнейшему потребителю.

В реальных условиях объединить эти операции проблематично, вследствие этого как правило в газоуравнительную систему подключаются специальные ёмкости для газа, в которые на временное хранение отправляется ПВС в процессах налива и опорожнения резервуаров.

Если в конструкциях РВС не предусмотрены понтон или плавающая крыша, то для резервуаров с легкоиспаряющимися углеводородами важно использовать газоуравнительные системы [24].

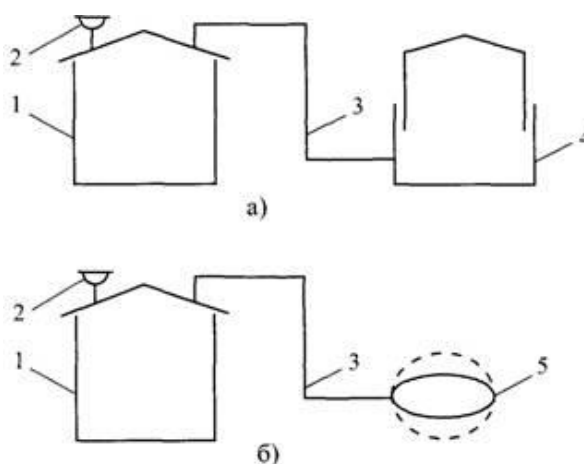


Рисунок 10 — ГУС с газосборником переменного объема [19]:

1 – резервуар с бензином; 2 – дыхательный клапан; 3 – газовая обвязка; 4 – газгольдер низкого давления; 5 – газосборник типа «дышащий баллон», либо резиноканевый газосборник

1.3.4.5 Эластичные резервуары

Использование в качестве газосборников резервуаров с переменным ГП связано с теми же эксплуатационными проблемами, что и хранение в этих резервуарах нефтепродуктов.

Существует система пневматического резиноканевого газосборника, с перегородкой внутри, исполняющей роль гибкой подвижной мембраны. Перегородка разграничивает внутреннюю полость газосборника на два отдельных отсека – верхний воздушный и нижний газовый. Первый в прямом контакте с вентилятором, а второй с самим резервуаром. Благодаря возможности регулирования давления в верхнем отсеке, можно проводить перемещение паров нефтепродуктов в газосборник и обратно в РВС [24].

Для ликвидации «больших дыханий» и «малых дыханий» также применяются газгольдеры в виде мягких резиноканевых резервуаров (МР) соответствующих размеров. ПВС в процессе эксплуатации резервуара перемещается собственными усилиями из РВС в МР, однако обратного пути необходим насос [17].

На рисунке 11 показана схема включения МР, размещённого за пределами РВС, к газовой обвязке нефтебазы [17]. Приведённая схема газоуравнительной системы с внедрением МР позволяет компенсировать «большие и малые дыхания» в процессе эксплуатации резервуарного парка. В данном случае размер МР обязан быть избран из условия компенсации «малых дыханий» РВС. Работа системы ликвидирует загрязнение находящейся вокруг среды парами бензина и увеличивает пожаробезопасность нефтебазы. Возможен вариант обвязки только для РВС.



Рисунок 11 – Размещение МР за пределами РВС [17]

Применение подобных газосборников являются перспективным методом минимизации потерь от испарения нефтепродуктов при эксплуатации РВС. Они не требуют больших финансовых и трудовых эксплуатационных затрат и больших начальных финансовых вложений.

Подобные системы позволяют ликвидировать потери нефтепродуктов при:

- «больших дыханиях» для РВС до 5000 м³ и «малых дыханиях»;
- повысить пожарную безопасность резервуарных парков;
- улучшить экологическое состояние в районах расположения РВС.

1.3.5 Установки улавливания паров нефтепродуктов (УУПН)

Самым эффективным, с точки зрения обработки паров нефтепродуктов, являются установки улавливания паров. Ими перерабатывается абсолютно вся ПВС, прошедшая через дыхательные клапана. Качество обработки ПВС в дальнейшем будет зависеть только от самой установки. При этом ПВС, прошедшая обработку, но не подвергшаяся эффекту установки, распыляется в атмосферу. Инженерами разработано множество типологий конструкций для улавливания ПВС: адсорбционные установки, абсорбционные установки, мембранные аппараты, конденсационные и компрессионные установки. Все они предполагают кардинально разный подход к улавливанию ПВС и о каждой из них говорилось ранее.

Однако рассмотрим более конкретно установку улавливания паров на примере комплекса конденсации и рассеивания от ККР-5000 от компании ООО «ГазСпецТехника».

Глава 2. Объект и метод исследования. Установка рекуперации паров нефти и нефтепродуктов ККР-5000 от ООО «Газспецтехника»

Установка рекуперации ККР-5000 использует в своей основе конденсато-абсорбционную технологию. Вкратце суть этой технологии заключается в том, что разные углеводороды из ПВС поочерёдно конденсируются, а потом растворяются друг в друге. Более точно этот процесс описывается так: первичная конденсация разных углеводородов проводится при температурах до $-30\text{ }^{\circ}\text{C}$. Следующим шагом является сепарация смеси конденсата и паров углеводородов на центробежном сепараторе. В момент сепарации происходит дополнительные процессы тепло- и массообмена, что приводит к дополнительному поглощению паров углеводородов полученным конденсатом. Далее полученный конденсат самотёком собирается во временной ёмкости. Из временной ёмкости конденсат можно отправить на нужды предприятия или обратно в РВС (Рисунок 12). Часть ПВС, которую не удалось преобразовать в конденсат, распыляется в атмосферу (по разным исследованиям это 2-15 %). Важно заметить, что сепарация центробежных сепараторах и конденсация в теплообменнике-конденсаторе проводится в специальных совмещённых блоках. Существенным плюсом установки ККР является регулировка мощности установки и холодопроизводительности, в зависимости от объёма поступающей ПВС и температуры окружающей среды [4].

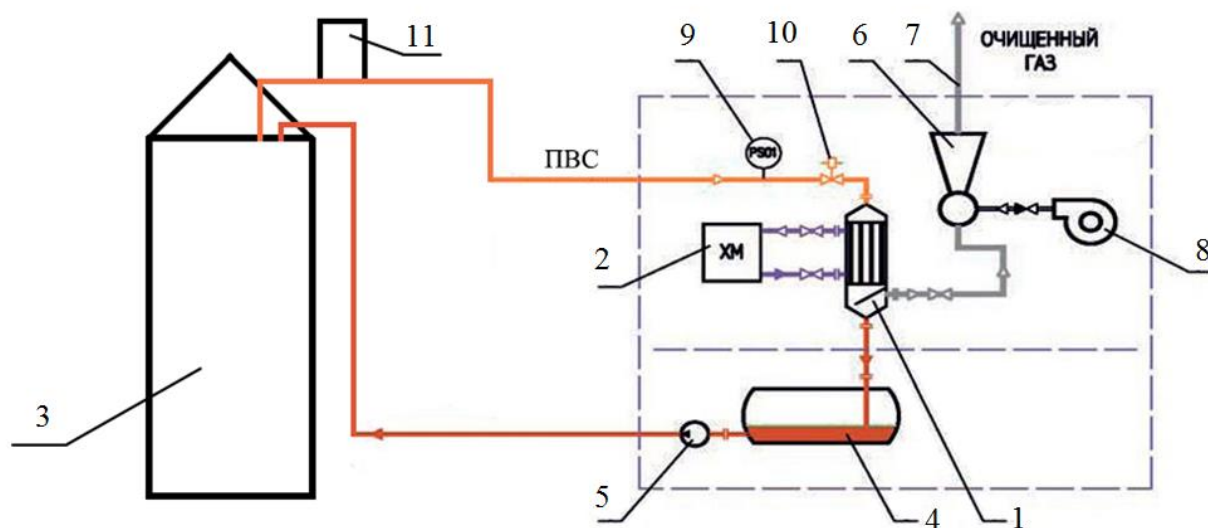


Рисунок 12 – Схема работы конденсато-абсорбционной рекуперационной установки [2]:

1 – теплообменник-конденсатор; 2 – холодильная машина; 3 – РВС; 4 – ёмкость для приёма и накопления конденсата; 5 – насос откачки конденсата; 6 – воздушный эжектор; 7 - труба рассеивания; 8 – вентилятор канальный

подачи воздуха на эжектор; 9 – датчик давления; 10 – клапан запорный с электроприводом; 11 – управление регуляторами.

Ключевые параметры, определяющие тип конденсатора, зависят от того, будет конденсация абсолютной или выборочной, необходима конденсация однокомпонентных веществ или же многокомпонентных, есть ли неконденсируемые составляющие. Нефтяные и природные газы считаются смесью индивидуальных углеводородов. Поскольку индивидуальные компоненты нефтяных и природных газов имеют разные температуры конденсации, то при их охлаждении наблюдается следующее. При понижении температуры газа существует момент, когда один из компонентов смеси начинает конденсироваться. Конечно первым сконденсируется компонент, температура конденсации которого при его парциальном давлении в поступающей смеси максимальна. Если рассматривать равномерное распределение компонентов в поступившей смеси, то вначале выпадут в виде конденсата большей частью компоненты с наивысшим значением температуры конденсации. Углеводородные газы отличаются одной необходимой, в данном случае, особенностью - они растворяются в углеводородных жидкостях. Вследствие этого в жидкую фазу превращаются не только те составляющие, которые конденсируются при данных значениях температуры и парциального давления, но и иные, в том числе те, температура конденсации которых существенно ниже температуры смеси в этот момент.

Сейчас, беря во внимание имеющиеся применяемые в РФ нормативно-технические документы ООО «ГазСпецТехника» применяет для рекуперации паров нефти и нефтепродуктов установки базирующиеся на конденсационно-абсорбционной технологии и выпускаемые по 2 техническим условиям [4]:

1) По ТУ 3614-001-53976876-2014 – установки с охлаждением при помощи фреона в теплообменных аппаратах (установки производительностью по парогазовому потоку до 1000 м³/час), установки циклического действия с одноступенчатым охлаждением с дальнейшим отоплением теплообменников-конденсаторов, Установки с непрерывным режимом работы по двухступенчатой схеме охлаждения: 1-ая – «плюс» 3 °С, 2-ая – «минус (20÷30) °С, установки во взрывозащищённом исполнении;

2) По ТУ 3614-001-53976876-2009 – установки с охлаждением в теплообменных аппаратах с внедрением промежуточного хладоносителя с двухступенчатой схемой охлаждения: температура хладоносителя 1-ой ступени охлаждения (температура конденсации) – «плюс» 3 °С, температура

хладоносителя 2-ой ступени охлаждения (температура конденсации) – «минус (20÷30) °С.



Рисунок 13 — ККР-5000 [4]

Основные условия для эксплуатации установок рекуперации [4]:

- установки гарантируют улавливание выбросов ПВС и их возврат (в качестве товарного продукта) в резервуары для последующего хранения, с эффективностью рекуперации до 80÷98 %;
- безопасность процессов рекуперации (размещение и компоновка электрического оборудования отвечает настоящим нормативно-техническим требованиям);
- высокая надёжность на отказ (основные агрегаты резервированы и резервное оборудование начинать работу автоматически в случае отказа основных);
- гидравлическое сопротивление установок рекуперации минимально;
- выброс вредных/загрязняющих веществ на уровне, обеспечивающим концентрацию, как ЛФУ, как ОЗ в контрольных точках на границе санитарно-защитной зоны в границах поставленных для конкретного производства;
- отсутствие или же минимизация загрязнённых вторичных отходов;

- простота и вариативность процессов рекуперации (автоматическое смена технологических характеристик процесса в последствии изменения количества или температуры выбросов ПВС);
- вспомогательные технологические вещества или жидкость, применяемые в различных методах рекуперации не токсичны, не пожаровзрывоопасны;
- установки рекуперации изготавливаются в модульном виде, устанавливаются просто и с минимальным количеством сварочных и строительных работ;
- потребление энергии меньше 0,09 кВт/час на 1 м³ обрабатываемых выбросов ПВС в зависимости от концентрации на входе и требований по уровню выбросов в атмосферу;
- установка рекуперации минимально нуждается в обслуживании операторами;
- минимальный срок эксплуатации в стандартных условиях не меньше 10-ти лет;
- наличие широкой сети гарантийного и постгарантийного сервиса дополнительного оборудования (насосы, компрессора, холодильные агрегаты и др.) в регионах;
- установка приемлема по стоимости, окупается за счёт использования рекуперата на местные нужды или его реализации для продажи.

Глава 3. Расчёты и аналитика. Расчёт потерь от «большого дыхания»

Исходные данные:

Определить потери от «больших дыханий» из резервуара РВС-20000 для хранения товарной нефти, расположенного в северной части Томской области. Диаметр резервуара 39,9 м., высота стенки резервуара 17,88 м., высота сферической каркасной крыши 5,35 м. [27]. Высота разлива нефти до и после откачки 17 и 5 м. соответственно. Высота разлива до и после закачки 5 и 16 м. соответственно. Средние температуры: нефти 15 °С, начала кипения 90 °С, во время откачки 20 °С, во время простоя 15 °С, и во время закачки 10 °С. Скорость закачки и откачки 4200 м³/ч. Резервуар оснащён двумя приёмо-раздаточными устройствами ПРП 700, с внутренним диаметром 700 мм. и четырьмя дыхательными клапанами КДС 3000/500, с внутренним диаметром 500 мм. Значение давления для клапана вакуума 150 Па, а для клапана давления 1600 Па. Давление насыщенных паров по Рейду 37000 Па [12].

Таблица 4 Исходные данные

D_p , м	39,9	$T_{от}$, К	293
$H_{ст}$, м	17,88	$T_{зак}$, К	288
$H_{кр}$, м	5,35	$T_{пр}$, К	283
$D_{пр-раз устр}$, мм	700	T_n , К	288
$N_{пр-раз устр}$, шт	2	$T_{нк}$, К	363
$D_{клап}$, мм	500	$H_{до от}$, м	17
$N_{клап}$, шт	4	$H_{пос от}$, м	5
$Q_{зак}$, м ³ /ч	4200	$H_{до зак}$, м	5
$Q_{отк}$, м ³ /ч	4200	$H_{пос зак}$, м	16
P_R , Па		37000	

Расчёты будут проводиться согласно методике «Типовые расчёты при проектировании и эксплуатации нефтебаз и нефтепроводов» Тугунова [12].

Несколько замечаний:

- Принято, что закачка и откачка производились в один день, поэтому необходимо следить за изменением концентрации паров углеводородов и всей паровоздушной смеси (ПВС) на протяжении всего расчёта;
- Средняя концентрация углеводородов в ПВС во время закачки определяется методом последовательных приближений.

1) Площадь поверхности «зеркала» нефти в резервуаре

$$F_{\text{н}} = \frac{\pi \cdot D_{\text{р}}^2}{4} = \frac{3,14 \cdot 39,9^2}{4} = 1249,72 \text{ м}^2. \quad (1)$$

2) Объем всего газового пространства резервуара

$$\begin{aligned} V_{\text{гр}} &= F_{\text{н}} \cdot \left(H_{\text{ст}} + \frac{2 \cdot H_{\text{кр}}}{3} \right) = \\ &= 1249,72 \cdot \left(17,88 + \frac{2 \cdot 5,35}{3} \right) = 26802,33 \text{ м}^3. \end{aligned} \quad (2)$$

3) Продолжительность откачки и закачки нефти соответственно

$$\tau_{\text{от}} = \frac{F_{\text{н}} \cdot \Delta H_{\text{от}}}{Q_{\text{от}}} = \frac{1249,72 \cdot 12}{4200} = 3,57 \text{ ч.}; \quad (3)$$

$$\tau_{\text{зак}} = \frac{F_{\text{н}} \cdot \Delta H_{\text{зак}}}{Q_{\text{зак}}} = \frac{1249,72 \cdot 11}{4200} = 3,27 \text{ ч., где} \quad (4)$$

$\Delta H_{\text{от}}$ – разность между $H_{\text{до от}}$ и $H_{\text{пос от}}$, м.;

$\Delta H_{\text{зак}}$ – разность между $H_{\text{до зак}}$ и $H_{\text{пос зак}}$, м.

4) Средние высоты взлива во время откачки и закачки соответственно

$$H_{\text{ср.от}} = \frac{H_{\text{до от}} + H_{\text{после от}}}{2} = \frac{17 + 5}{2} = 11 \text{ м.}; \quad (5)$$

$$H_{\text{ср.зак}} = \frac{H_{\text{до зак}} + H_{\text{после зак}}}{2} = \frac{5 + 16}{2} = 10,5 \text{ м.} \quad (6)$$

5) Средняя высота газового пространства (ГП) резервуара при откачке и закачке соответственно

$$H_{\text{г.от}} = H_{\text{ст}} + \frac{2 \cdot H_{\text{кр}}}{3} - H_{\text{ср.от}} = 17,88 + \frac{2 \cdot 5,35}{3} - 11 = 10,45 \text{ м.}; \quad (7)$$

$$H_{\text{г.зак}} = H_{\text{ст}} + \frac{2 \cdot H_{\text{кр}}}{3} - H_{\text{ср.зак}} = 17,88 + \frac{2 \cdot 5,35}{3} - 10,5 = 10,95 \text{ м.} \quad (8)$$

6) Объёмы жидкой и газовой фаз на момент начала откачки нефти из резервуара

$$V_{\text{ж до от}} = F_{\text{н}} \cdot H_{\text{до от}} = 1249,72 \cdot 17 = 21245,24 \text{ м}^3; \quad (9)$$

$$V_{\text{газ до от}} = V_{\text{гр}} - V_{\text{ж до от}} = 26802,33 - 21245,24 = 5557,09 \text{ м}^3. \quad (10)$$

7) Скорость закачиваемой нефти в одном приёмо-раздаточном устройстве

$$\begin{aligned} v_{\text{зак}} &= \frac{4 \cdot Q_{\text{зак}}}{3600 \cdot \pi \cdot D_{\text{пр-разд устр}}^2 \cdot N_{\text{пр-разд устр}}} = \\ &= \frac{4 \cdot 4200}{3600 \cdot 3,14 \cdot 0,7^2 \cdot 2} = 1,52 \text{ м / с.} \end{aligned} \quad (11)$$

8) Скорость струи воздуха в монтажном патрубке одного дыхательного клапана

$$v_{\text{в в клап}} = \frac{4 \cdot Q_{\text{от}}}{3600 \cdot \pi \cdot D_{\text{клап}}^2 \cdot N_{\text{клап}}} = \frac{4 \cdot 4200}{3600 \cdot 3,14 \cdot 0,5^2 \cdot 4} = 1,49 \text{ м / с.} \quad (12)$$

9) Диаметр круга, эквивалентного площади поверхности нефти, омываемой струёй воздуха, всасываемого в резервуар

$$d_3 = 0,44 \cdot H_{\text{гот}} \cdot \sqrt{N_{\text{клап}}} = 0,44 \cdot 10,45 \cdot \sqrt{4} = 9,2 \text{ м.} \quad (13)$$

10) Скорость струи воздуха у поверхности откачиваемой нефти

$$\begin{aligned} v_{\text{в у пов-ти}} &= 14,4 \cdot \frac{v_{\text{в в клап}}}{3,56 + \frac{H_{\text{гот}}}{r_{\text{клап}}}} = \\ &= 14,4 \cdot \frac{1,49}{3,56 + \frac{10,45}{0,25}} = 0,47 \text{ м / с, где} \end{aligned} \quad (14)$$

$r_{\text{клап}} = 0,25 \text{ м}$ – внутренний радиус клапана дыхательного.

11) Средние объёмы жидкой и газовой фаз в резервуаре в процессе откачки

$$V_{\text{ср ж от}} = F_{\text{н}} \cdot H_{\text{ср от}} = 1249,72 \cdot 11 = 13746,92 \text{ м}^3; \quad (15)$$

$$V_{\text{ср г от}} = V_{\text{гр}} - V_{\text{ср ж от}} = 26802,33 - 13746,92 = 13055,41 \text{ м}^3. \quad (16)$$

12) Поправка, учитывающая влияние соотношения фаз на давление насыщения, которая для нефтей представляет собой нижеописанную функцию, для времени откачки (таблица 10.2 в [12])

$$F_{от} \left(\frac{V_{г}}{V_{ж}} \right) = 1,7 - 0,35 \cdot \sqrt{\frac{V_{сргот}}{V_{сржот}}} =$$

$$= 1,7 - 0,35 \cdot \sqrt{\frac{13055,41}{13746,92}} = 1,36. \quad (17)$$

13) Давление насыщенных паров при рассматриваемых температуре откачки и соотношении фаз

$$P_{сот} = P_R \cdot e^{-b_s \cdot (311 - T_{от})} \cdot F_{от} \left(\frac{V_{г}}{V_{ж}} \right) =$$

$$= 37000 \cdot 2,7^{-0,025 \cdot (311 - 293)} \cdot 1,36 = 32085,45 \text{ Па, где}$$

$b_s = 0,025$ – эмпирический коэффициент для нефтей (таблица 10.2 в [12]).

14) Средняя концентрация насыщенных паров нефти при откачке

$$C_{сот} = \frac{P_{сот}}{P_{атм} - P_{\text{клап вакуум}}} = \frac{32085,45}{101325 - 150} = 0,317, \text{ где} \quad (19)$$

$P_{атм} = 101325 \text{ Па}$ – атмосферное давление.

15) Начальная объёмная концентрация углеводородов в ГП резервуара перед откачкой

$$C_{обот} = 0,9 \cdot C_{сот} = 0,9 \cdot 0,317 = 0,285. \quad (20)$$

16) Молярная масса паров углеводородов (согласно формуле для нефтей)

$$M_y = 0,0043 \cdot (T_{нк} - 61)^{1,7} =$$

$$= 0,0043 \cdot (363 - 61)^{1,7} = 70,71 \frac{\text{кг}}{\text{кмоль}}. \quad (21)$$

17) Плотность паров углеводородов и воздуха во время откачки

$$\rho_{y_{от}} = \frac{(P_{атм} - P_{клап вакуум}) \cdot M_y}{8314 \cdot T_{от}} =$$

$$= \frac{(101325 - 150) \cdot 70,71}{8314 \cdot 293} = 2,94 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}; \quad (22)$$

$$\rho_{в_{от}} = \frac{(P_{атм} - P_{клап вакуум}) \cdot M_в}{8314 \cdot T_{от}} =$$

$$= \frac{(101325 - 150) \cdot 29}{8314 \cdot 293} = 1,2 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}, \text{ где} \quad (23)$$

$M_в = 29$ кг/моль – молярная масса воздуха.

18) Плотность ПВС перед откачкой

$$\rho_{ПВС_{от}} = \rho_{y_{от}} \cdot C_{об_{от}} + \rho_{в_{от}} \cdot (1 - C_{об_{от}}) =$$

$$= 2,94 \cdot 0,285 + 1,2 \cdot (1 - 0,285) = 1,7 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}. \quad (24)$$

19) Масса ПВС и паров углеводородов перед началом откачки

$$m_{ПВС_{от}} = \rho_{ПВС_{от}} \cdot V_{гдо_{от}} = 1,7 \cdot 5557,09 = 9447,05 \text{ кг}; \quad (25)$$

$$m_{y_o} = \rho_{y_{от}} \cdot C_{об_{от}} \cdot V_{гдо_{от}} = 2,94 \cdot 0,285 \cdot 5557,09 = 4656,29 \text{ м}^3. \quad (26)$$

20) Объем и масса воздуха, всасываемого в резервуар во время его опорожнения

$$\Delta V_в = Q_{от} \cdot \tau_{от} = 4200 \cdot 3,57 = 14994 \text{ м}^3; \quad (27)$$

$$\Delta m_в = \rho_{в_{от}} \cdot \Delta V_в = 1,2 \cdot 14994 = 17992,8 \text{ кг}. \quad (28)$$

21) Если бы нефть во время опорожнения не испарялась, к концу операции опорожнения объёмная концентрация паров в ГП составляла бы

$$C_{от}^{(0)} = \frac{C_{об_{от}} \cdot V_{гдо_{от}}}{V_{гдо_{от}} + \Delta V_в} = \frac{0,285 \cdot 5557,09}{5557,09 + 14994} = 0,077, \quad (29)$$

И поэтому средняя объёмная концентрация паров углеводородов равна

$$C_{ср_{от}}^{(0)} = \frac{2 \cdot C_{об_{от}} + C_{от}^{(0)}}{3} = \frac{2 \cdot 0,285 + 0,077}{3} = 0,216. \quad (30)$$

Однако, поскольку в ходе опорожнения испарение все же происходит, то происходит и донасыщение ГП парами нефти, поэтому в качестве первого приближения принимаем, что средняя объёмная концентрация паров углеводородов близка по значению начальной, т. е. $C_{\text{ср от}}^{(0)} = 0,283$.

22) Далее находим молярную массу ПВС во время откачки

$$\begin{aligned} M_{\text{ПВС от}} &= M_y \cdot C_{\text{ср от}}^{(0)} + M_b \cdot (1 - C_{\text{ср от}}^{(0)}) = \\ &= 70,71 \cdot 0,283 + 29 \cdot (1 - 0,283) = 40,8 \frac{\text{кг}}{\text{кмоль}}. \end{aligned} \quad (31)$$

23) Плотность ПВС во время откачки

$$\begin{aligned} \rho_{\text{ПВС от}} &= \frac{(P_{\text{атм}} - P_{\text{кл вакуум}}) \cdot M_{\text{ПВС от}}}{8314 \cdot T_{\text{от}}} = \\ &= \frac{(101325 - 150) \cdot 40,8}{8314 \cdot 293} = 1,69 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}. \end{aligned} \quad (32)$$

24) Кинематическая вязкость ПВС во время откачки

$$\begin{aligned} \nu_{\text{ПВС от}} &= \frac{10^{-6}}{\frac{1}{0,1 \cdot T_{\text{от}} - 14,1} + \frac{C_{\text{ср от}}^{(0)}}{0,0225 \cdot T_{\text{от}} - 3,61}} = \\ &= \frac{10^{-6}}{\frac{1}{0,1 \cdot 293 - 14,1} + \frac{0,283}{0,0225 \cdot 293 - 3,61}} = 6,22 \cdot 10^{-6} \frac{\text{м}^2}{\text{с}}. \end{aligned} \quad (33)$$

25) Коэффициент диффузии паров на момент откачки

$$D_{\text{мот}} = a_M + b_M \cdot T_{\text{от}} = -0,0111 + 0,000139 \cdot 293 = 0,0296 \frac{\text{м}^2}{\text{с}}, \text{ где } \quad (34)$$

$a_M = -0,0111 \text{ м}^2/\text{с}$ и $b_M = 0,000139 \text{ м}^2/(\text{с} \cdot \text{К})$ – эмпирические коэффициенты для нефтей Западной Сибири (таблица 10,1 [12]).

26) Число Шмидта во время откачки

$$S_{\text{с от}} = \frac{\nu_{\text{ПВС от}} \cdot 3600}{D_{\text{мот}}} = \frac{6,22 \cdot 10^{-6} \cdot 3600}{0,0296} = 0,76. \quad (35)$$

27) Модуль движущей силы процесса испарения во время откачки

$$\Delta\pi_{от} = \frac{C_{сот} - C_{срот}^{(0)}}{1 - C_{сот}} = \frac{0,317 - 0,283}{1 - 0,317} = 0,05. \quad (36)$$

28) Безразмерный критерий подобия, характеризующий интенсивность испарения на момент простоя перед откачкой

$$\begin{aligned} Kt_{прот} &= 2,17 \cdot 10^{-3} \cdot \Delta\pi_{от}^{0,403} \cdot S_{сот}^{0,0932} = \\ &= 2,17 \cdot 10^{-3} \cdot 0,05^{0,403} \cdot 0,76^{0,0932} = 6,31 \cdot 10^{-4}. \end{aligned} \quad (37)$$

29) Среднее число Рейнольдса, характеризующее интенсивность омывания поверхности нефти воздухом при откачке

$$Re_{ср} = 0,788 \cdot \frac{v_{у пов-ти} \cdot d_э}{v_{ПВСот}} \cdot \sqrt{N_{кляп}} = 0,788 \frac{0,47 \cdot 9,2}{6,22 \cdot 10^{-6}} \cdot \sqrt{4} = 1,1 \cdot 10^6. \quad (38)$$

30) Безразмерный критерий подобия, характеризующий интенсивность испарения в момент самой откачки

$$\begin{aligned} Kt_{от} &= Kt_{прот} \cdot (1 + 7,45 \cdot 10^{-3} \cdot S_{сот}^{0,197} \cdot Re_{ср}^{0,569}) = \\ &= 6,31 \cdot 10^{-4} \cdot (1 + 7,45 \cdot 10^{-3} \cdot 0,76^{0,197} \cdot 1100000^{0,569}) = 0,013. \end{aligned} \quad (39)$$

31) Плотность потока массы испаряющейся нефти в процессе откачки

$$\begin{aligned} J_{от} &= Kt_{от} \cdot \rho_{ПВСот} \cdot D_m \cdot \sqrt[3]{\frac{g \cdot M_y \cdot T_{вот}}{v_{ПВСот}^2 \cdot M_{ПВСот} \cdot T_n}} = \\ &= 0,013 \cdot 1,69 \cdot 0,0296 \cdot \sqrt[3]{\frac{9,81 \cdot 70,71 \cdot 293}{(6,22 \cdot 10^{-6})^2 \cdot 40,1 \cdot 288}} = 4,9 \frac{\text{кг}}{\text{м}^2 \cdot \text{ч}}, \text{ где} \end{aligned} \quad (40)$$

$g = 9,81 \text{ м/с}^2$ – ускорение свободного падения.

32) Масса нефти, испарившаяся во время откачки

$$\Delta m_{уот} = J_{от} \cdot F_n \cdot \tau_{от} = 4,9 \cdot 1249,72 \cdot 3,57 = 22978 \text{ кг}. \quad (41)$$

33) Массовая и объёмная соответственно концентрации углеводородов в ГП резервуара к моменту окончания откачки

$$\begin{aligned}\bar{C}_{от} &= \frac{m_{yo} + \Delta m_{yот}}{m_{ПВСо} + \Delta m_{yот} + \Delta m_{в}} = \\ &= \frac{4656,29 + 22980}{9447,05 + 22980 + 17992,8} = 0,548;\end{aligned}\quad (42)$$

$$C_{от} = \bar{C}_{от} \cdot \frac{M_{ПВСот}}{M_y} = 0,548 \cdot \frac{40,8}{70,71} = 0,316. \quad (43)$$

Так как $C_s = 0,317 > 0,316$, то принимаем $C_{от} = 0,316$.

34) Средняя расчётная объёмная концентрация углеводородов в ГП резервуара при откачке

$$C_{срот} = \frac{2 \cdot C_{обот} + C_{от}}{3} = \frac{2 \cdot 0,285 + 0,316}{3} = 0,295. \quad (44)$$

35) Необходима проверка расхождения ранее принятой и расчётной величин

$$\Delta = \left| \frac{C_{срот} - C_{от}^{(0)}}{C_{от}^{(0)}} \right| \cdot 100\% = \left| \frac{0,295 - 0,283}{0,283} \right| \cdot 100\% = 4,4\%; \quad (45)$$

Проверка показывает расхождение значений менее пяти процентов, а это значит нет необходимости в изменении $C_{от}$.

36) Парциальное давление паров нефти в ГП резервуара к началу простоя после откачки

$$P_{упр}^{(0)} = C_{от} \cdot (P_{атм} - P_{кв.вакуум}) = 0,316 \cdot (101325 - 150) = 31971 \text{ Па}. \quad (46)$$

37) Объёмы жидкой и газовой фаз в процессе простоя резервуара

$$V_{жпр} = F_n \cdot H_{от} = 1249,72 \cdot 5 = 6248,6 \text{ м}^3; \quad (47)$$

$$V_{гпр} = V_{гр} - V_{жпр} = 26802,33 - 6248,6 = 20553,3 \text{ м}^3. \quad (48)$$

38) Поправка, учитывающая влияние соотношения фаз на давление насыщения на время простоя

$$F_{пр} \left(\frac{V_{г}}{V_{ж}} \right) = 1,7 - 0,35 \cdot \sqrt{\frac{V_{гпр}}{V_{жпр}}} = 1,7 - 0,35 \cdot \sqrt{\frac{20553,3}{6248,6}} = 1,065. \quad (49)$$

39) Давление и концентрация насыщенных паров нефти при простое

$$P_{s\text{пр}} = 1,22 \cdot P_R \cdot e^{-b_s \cdot (311 - T_{\text{пр}})} \cdot F_{\text{пр}} \left(\frac{V_{\text{г}}}{V_{\text{ж}}} \right) =$$

$$= 37000 \cdot 2,7^{-0,025 \cdot (311 - 288)} \cdot 1,065 = 22264 \text{ Па}; \quad (50)$$

$$C_{s\text{пр}} = \frac{P_{s\text{пр}}}{P_{\text{атм}}} = \frac{22264}{101325} = 0,22. \quad (51)$$

Так как $P_{s\text{пр}} < P_{\text{упр}}^{(0)}$, то испарения бензина в процессе простоя происходить не будет. Следовательно начальная концентрация паров нефти в ГП в начале закачки $C_{\text{зак}}^{(0)} = 0,22$, а $P_{\text{узак}}^{(0)} = 22264 \text{ Па}$.

40) Средние объёмы жидкой и газовой фаз во время закачки

$$V_{\text{жзак}} = F_{\text{н}} \cdot H_{\text{срзак}} = 1249,72 \cdot 10,5 = 13122 \text{ м}^3; \quad (52)$$

$$V_{\text{гзак}} = V_{\text{р}} - V_{\text{жзак}} = 26802,33 - 13122 = 13680 \text{ м}^3. \quad (53)$$

41) Поправка, учитывающая влияние соотношения фаз на давление насыщения на время закачки

$$F_{\text{зак}} \left(\frac{V_{\text{г}}}{V_{\text{ж}}} \right) = 1,7 - 0,35 \cdot \sqrt{\frac{V_{\text{гзак}}}{V_{\text{жзак}}}} = 1,7 - 0,35 \cdot \sqrt{\frac{13680}{13122}} = 1,343. \quad (54)$$

42) Среднее давление и концентрация насыщенных паров нефти в ГП при заполнении резервуара

$$P_{s\text{зак}} = 1,22 \cdot P_R \cdot e^{-b_s \cdot (311 - T_{\text{срзак}})} \cdot F_{\text{зак}} \left(\frac{V_{\text{г}}}{V_{\text{ж}}} \right) =$$

$$= 37000 \cdot 2,7^{-0,025 \cdot (311 - 283)} \cdot 1,343 = 24786 \text{ Па}; \quad (55)$$

$$C_{s\text{зак}} = \frac{P_{s\text{зак}}}{P_{\text{атм}} + P_{\text{кл.давл}}} = \frac{24786}{101325 + 1600} = 0,241. \quad (56)$$

Если $P_{s\text{зак}} > P_{\text{узак}}^{(0)}$, то в процессе заполнения резервуара будет происходить донасыщение ГП. Примем, что средняя концентрация паров нефти в ГП в процессе закачки равна $C_{\text{срзак}}^{(0)} = 0,23$.

43) Далее проводим расчёты согласно пунктам с 22 по 28

$$M_{\text{ПВС зак}} = M_y \cdot C_{\text{ср зак}}^{(0)} + M_v \cdot (1 - C_{\text{ср зак}}^{(0)}) =$$

$$= 70,71 \cdot 0,23 + 29 \cdot (1 - 0,23) = 38,6 \frac{\text{кг}}{\text{кмоль}}; \quad (57)$$

$$\rho_{\text{ПВС зак}} = \frac{(P_{\text{атм}} + P_{\text{кл давл}}) \cdot M_{\text{ПВС зак}}}{8314 \cdot T_{\text{ср зак}}} =$$

$$= \frac{(101325 + 1600) \cdot 38,6}{8314 \cdot 283} = 1,689 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}; \quad (58)$$

$$v_{\text{ПВС зак}} = \frac{10^{-6}}{\frac{1}{0,1 \cdot T_{\text{ср зак}} - 14,1} + \frac{C_{\text{ср зак}}^{(0)}}{0,0225 \cdot T_{\text{ср зак}} - 3,61}} =$$

$$= \frac{10^{-6}}{\frac{1}{0,1 \cdot 283 - 14,1} + \frac{0,23}{0,0225 \cdot 283 - 3,61}} = 6,49 \cdot 10^{-6} \frac{\text{м}^2}{\text{с}}; \quad (59)$$

$$D_{\text{м зак}} = a_M + b_M \cdot T_{\text{зак}} = -0,0111 + 0,000139 \cdot 283 = 0,0282 \frac{\text{м}^2}{\text{ч}}; \quad (60)$$

$$S_{\text{с зак}} = \frac{v_{\text{ПВС зак}} \cdot 3600}{D_{\text{м зак}}} = \frac{6,49 \cdot 10^{-6} \cdot 3600}{0,0282} = 0,829; \quad (61)$$

$$\Delta \pi_{\text{зак}} = \frac{C_{\text{с зак}} - C_{\text{ср зак}}^{(0)}}{1 - C_{\text{с зак}}} = \frac{0,241 - 0,23}{1 - 0,241} = 0,014; \quad (62)$$

$$Kt_{\text{пр зак}} = 2,17 \cdot 10^{-3} \cdot \Delta \pi_{\text{зак}}^{0,403} \cdot S_{\text{с зак}}^{0,0932} =$$

$$= 2,17 \cdot 10^{-3} \cdot 0,014^{0,403} \cdot 0,829^{0,0932} = 3,8 \cdot 10^{-4}. \quad (63)$$

44) Скорость нефти в приёмном патрубке резервуара

$$W_{\text{зак}} = \frac{4 \cdot Q_{\text{зак}}}{\pi \cdot 3600 \cdot D_{\text{прием патр}}^2 \cdot N_{\text{прием патр}}} =$$

$$= \frac{4 \cdot 4200}{3,14 \cdot 3600 \cdot 0,7^2 \cdot 2} = 1,516 \frac{\text{м}}{\text{с}}. \quad (64)$$

45) Средняя характерная скорость перемешивания нефти в резервуаре

$$W_x = \frac{W_{\text{зак}}}{1 + \frac{\pi \cdot D_p^2 \cdot H_n}{4 \cdot V_{\text{зак}}}} = \frac{1,516}{1 + \frac{3,14 \cdot 39,9^2 \cdot 10,5}{4 \cdot 4200}} = 0,368 \frac{\text{М}}{\text{с}}. \quad (65)$$

46) Комплексный параметр подобия, характеризующий интенсивность перемешивания нефти в резервуаре при его заполнении

$$\text{Fr} \cdot \text{Re} = \frac{W_x^3}{g \cdot \nu_{\text{ПВС зак}}} = \frac{0,368^3}{9,81 \cdot 6,49 \cdot 10^{-6}} = 780,1. \quad (66)$$

47) Безразмерный критерий подобия, характеризующий интенсивность испарения во время закачки

$$\begin{aligned} Kt_{\text{зак}} &= Kt_{\text{пр зак}} \cdot \left(1 + 1,34 \cdot S_{\text{с зак}}^{1,327} \cdot \Delta \pi_{\text{зак}}^{-0,655} \cdot (\text{Fr} \cdot \text{Re})^{0,087} \right) = \\ &= 3,8 \cdot 10^{-4} \cdot \left(1 + 1,34 \cdot 0,829^{1,327} \cdot 0,014^{-0,655} \cdot 780,1^{0,087} \right) = 0,012. \end{aligned} \quad (67)$$

48) Плотность потока массы испаряющейся нефти в процессе закачки

$$\begin{aligned} J_{\text{зак}} &= Kt_{\text{зак}} \cdot \rho_{\text{ПВС зак}} \cdot D_m \cdot \sqrt[3]{\frac{g \cdot M_y \cdot T_{\text{в ср}}}{\nu_{\text{ПВС зак}}^2 \cdot M_{\text{ПВС}} \cdot T_n}} = \\ &= 0,012 \cdot 1,689 \cdot 0,0282 \cdot \sqrt[3]{\frac{9,81 \cdot 70,71 \cdot 283}{(6,49 \cdot 10^{-6})^2 \cdot 38,6 \cdot 288}} = 4,3 \frac{\text{кг}}{\text{м}^2 \cdot \text{ч}}. \end{aligned} \quad (68)$$

49) Масса нефти, испарившейся в процессе закачки

$$\Delta m_{y \text{ зак}} = J_{\text{зак}} \cdot F_n \cdot \tau_{\text{зак}} = 4,3 \cdot 1249,72 \cdot 3,27 = 17570 \text{ кг}. \quad (69)$$

50) Массы углеводородов и ПВС соответственно, находящиеся в ГП резервуара на момент начала закачки

$$m_{y \text{ о зак}} = m_{y \text{ о}} + m_{y \text{ от}} = 4656,29 + 22980 = 27636 \text{ кг}; \quad (70)$$

$$m_{\text{ПВС о зак}} = m_{y \text{ о зак}} + \Delta m_b = 27636 + 17992,8 = 45629 \text{ кг}. \quad (71)$$

51) Объем закачиваемой нефти

$$V_n = Q_{\text{зак}} \cdot \tau_{\text{зак}} = 4200 \cdot 3,27 = 13734 \text{ м}^3. \quad (72)$$

52) Масса вытесняемой ПВС в процессе закачки

$$\Delta m_{\text{ПВС зак}} = \rho_{\text{ПВС зак}} \cdot V_n = 1,689 \cdot 13734 = 23193 \text{ кг}. \quad (73)$$

53) Средняя массовая концентрация углеводородов в ГП резервуара в процессе его заполнения

$$\bar{C}_{\text{ср зак}} = C_{\text{ср зак}}^{(0)} \cdot \frac{M_y}{M_{\text{ПВС зак}}} = 0,23 \cdot \frac{70,71}{38,6} = 0,422. \quad (74)$$

54) Массовая концентрация паров нефти в ГП к моменту окончания операции налива

$$\begin{aligned} \bar{C}_{\text{зак}} &= \frac{m_{\text{у о зак}} + \Delta m_{\text{у зак}} - \Delta m_{\text{ПВС зак}} \cdot \bar{C}_{\text{ср зак}}}{m_{\text{ПВС о зак}} + \Delta m_{\text{у зак}} - \Delta m_{\text{ПВС зак}}} = \\ &= \frac{27636 + 17570 - 23193 \cdot 0,421}{45629 + 17570 - 23193} = 0,885. \end{aligned} \quad (75)$$

Необходимо учитывать, что данное значение не может превышать единицы.

55) Объёмная концентрация паров нефти в ГП резервуара к концу операции налива

$$C_{\text{зак}} = \bar{C}_{\text{зак}} \cdot \frac{M_{\text{ПВС зак}}}{M_y} = 0,885 \cdot \frac{38,6}{70,71} = 0,483. \quad (76)$$

Значение объёмной концентрации паров нефти в ГП не может превышать значения средней концентрации насыщенных паров нефти в ГП, поэтому $C_{\text{зак}} = C_{\text{с зак}} = 0,241$.

$$C_{\text{ср зак}} = \frac{2 \cdot C_{\text{зак}}^{(0)} + C_{\text{зак}}}{3} = \frac{2 \cdot 0,22 + 0,241}{3} = 0,227. \quad (77)$$

56) Проверим отклонение расчётной величины от ранее принятой

$$\Delta = \left| \frac{C_{\text{ср зак}} - C_{\text{ср зак}}^{(0)}}{C_{\text{ср зак}}^{(0)}} \right| \cdot 100\% = \left| \frac{0,227 - 0,23}{0,23} \right| \cdot 100\% = 1,5\%. \quad (78)$$

Проверка показывает отклонение значений менее пяти процентов, а это значит нет необходимости в изменении $C_{\text{зак}}$.

57) Абсолютные давления срабатывания клапанов вакуума и давления КДС 3000/500

$$P_1 = P_{\text{атм}} - P_{\text{кл вакуум}} = 101325 - 150 = 101175 \text{ Па}; \quad (79)$$

$$P_2 = P_{\text{атм}} + P_{\text{кл.давл}} = 101325 + 1600 = 102923 \text{ Па.} \quad (80)$$

58) Среднее парциальное давление паров нефти в ГП в процессе закачки

$$P_{\text{узак}} = C_{\text{срзак}}^{(0)} \cdot P_2 = 0,23 \cdot 102925 = 23701 \text{ Па.} \quad (81)$$

59) Плотность паров нефти в процессе закачки

$$\rho_y = \frac{P_2 \cdot M_y}{8314 \cdot T_{\text{зак}}} = \frac{101925 \cdot 70,71}{8314 \cdot 283} = 3,09 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}. \quad (82)$$

60) Потери нефти от «большого дыхания»

$$\begin{aligned} G_{\text{бд}} &= \left(V_{\text{н}} - V_{\text{гпр}} \cdot \left(\frac{P_2 - P_1}{P_2 - P_{\text{узак}}} \right) \right) \cdot \frac{P_{\text{узак}}}{P_2} \cdot \rho_y = \\ &= \left(13734 - 20553 \cdot \left(\frac{102925 - 101175}{102925 - 23701} \right) \right) \cdot \frac{23701}{102925} \cdot 3,09 = 9459 \text{ кг.} \end{aligned} \quad (83)$$

По результатам технического расчёта, в ходе одной операции налива-опорожнения для РВС-20000, масса безвозвратно потерянных испарений нефти составляет 9459 кг.

Глава 4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

4.1 Технологические сведения о ККР

Исследования показывают, что на долю потерь от испарения приходится до 75% всех потерь при хранении и сливо-наливных операциях (остальные приходятся на утечки, смешение продуктов, аварии). Ущерб, наносимый этими потерями, является как экономическим - прямые потери нефтепродуктов, так и экологическим. Наиболее полно решить проблему сокращения потерь и выбросов в атмосферу при приёме, отпуске и хранении нефтепродуктов можно с помощью систем улавливания и рекуперации паров нефтепродуктов.

Установки ККР (комплексы конденсации и рассеивания) основаны на конденсато-абсорбционной технологии, применяемой ООО «ГазСпецТехника». Эта технология реализуется в снижении парциального давления паров при снижении температуры паровоздушной смеси и взаимной растворимости углеводородов.

В данной работе конкретно рассматривается применение установки ККР-5000 для работы с РВС-20000 для хранения товарной нефти в процессе операций налива/опорожнения. Большинство данных скрыты под предлогом коммерческой тайны, но ряд информации все же удалось узнать.

Таблица 5 - Основные параметры установки ККР-5000

№п/п	Параметры	Ед. измерения	Значение
1.	Давление газа на входе в установку при отборе	-	Атмосферное
2.	Производительность, до	м ³ /ч	5000
3.	Мощность, потребляемая установкой	кВт	350
4.	Хладагент	-	Фреон 507
5.	Минимальная температура конденсации	°С	-35

Установки ККР позволяют уловить до 98% выбросов углеводородов. В

зависимости от изменения тепловой нагрузки на установку рекуперации (изменение объёмного расхода, состава или температуры ПВС) холодопроизводительность холодильной установки автоматически меняется, что позволяет экономить на потребляемой электроэнергии, при этом постоянно поддерживать заданную температуру конденсации.

4.2 Расчёт годового экономического эффекта от внедрения ККР-5000

Для экономического расчёта были использованы данные из технического расчёта данной диссертации, а также [4, 28-32]. Все они приведены в таблице 6:

Таблица 6 - Исходные данные к расчёту

Показатель	Единица измерения	Значение
Стоимость 1 т. нефти марки Urals по состоянию на 1 апреля [31], р	руб	17200
Масса испарений нефти за одну операцию налива-опорожнения, M_1	тонн	9,459
Количество операций налива/опорожнения резервуаров в год, n	шт	180
Время работы установки, t	ч	6,5
Потребляемая мощность, N	кВт/ч	350
Стоимость установки (с учетом НДС), Р	Млн. руб.	320
Ставка амортизации [33], а	%	10
Ставка на выброс легких углеводородов [32], Т	Руб/тонна	108000
Себестоимость 1кВт*ч, г	руб	17
Степень улавливания паров [4], η	%	98
Дата снятия данных		01.04.2020

Таблица 7 – Технологические потери нефти

Потери нефти от испарений, тонн	
За одну операцию налива-опорожнения, M_1	За год, M_2
9,459	1702,6

В ходе операций налива-опорожнения в РВС происходит постоянное испарение лёгких фракций углеводородов. В представленной работе рассчитано количество испарившихся в атмосферу УГ в период одной операции налива-опорожнения. Количество операций в год принято из условия «одна операция в два дня».

$$M_2 = M_1 \cdot n = 9,459 \cdot 180 = 1702,6 \text{ тонн.}$$

Таблица 8 - Налоговые потери нефти

Годовые выплаты за выброс лёгких УВ, руб.	
До внедрения ККР-5000, W_1	После внедрения ККР-5000, W_2
183880800 руб.	3677600 руб.
Экономия, W_3: 180203200 руб.	

Согласно постановлению правительства РФ от 13 сентября 2016 г. N 913 "О ставках платы за негативное воздействие на окружающую среду и дополнительных коэффициентах" [32] существуют налоговые выплаты, при наличии у предприятия испаряющихся в атмосферу УГ. Согласно ставке этих налоговых выплат проведены следующие расчёты:

$$W_1 = M_2 \cdot T = 1702,6 \cdot 108000 = 183880800 \text{ руб.}$$

$$W_2 = M_2 \cdot T \cdot (1 - \eta) = 1702,6 \cdot 108000 \cdot (1 - 0,98) = 3677600 \text{ руб.}$$

$$W_3 = 183880800 - 3677600 = 180203200 \text{ руб.}$$

Таблица 9 - Годовые расходы на электроэнергию

Плата за электроэнергию, руб.	
За одну операцию налива-опорожнения, E_1	За год, E_2
38675	6961500

В большинстве удалённых производств существуют свои генераторы энергии, работающие на попутном нефтяном газе или природном. Приняв цену за 1 м³ газа для даты данного экономического расчёта [29] (на период 01.04.2020), пропорции затрат газа и полученной из него электроэнергии [28],

устанавливаем условную стоимость 1 кВт/ч электроэнергии и проводим следующие расчёты:

$$E_1 = r \cdot t \cdot N = 17 \cdot 6,5 \cdot 350 = 38675 \text{ руб.}$$

$$E_2 = E_1 \cdot n = 38675 \cdot 180 = 6961500 \text{ руб.}$$

Таблица 10 – Прямой результат рекуперации

Выгода от продажи возвращённой нефти, руб.	
За одну операцию налива-опорожнения, H_1	За год, H_2
159400	28692000

Согласно технологической схеме установки (Рисунок 13), пары нефти, прошедшие установку рекуперации, возвращаются в резервуар для хранения нефти, поэтому необходимо вычислить стоимость сохранённой нефти:

$$H_1 = M_1 \cdot \eta \cdot p = 9,459 \cdot 0,98 \cdot 17200 = 159400 \text{ руб.}$$

$$H_2 = H_1 \cdot n = 159400 \cdot 180 = 28692000 \text{ руб.}$$

Таблица 11 – Рентабельность установки ККР-5000

Итоговая рентабельность за год, млн. руб.	
Без учёта амортизации, C_1	С учётом амортизации, C_2
201,9	169,9

В дальнейшем необходимо найти суммарный экономический эффект от внедрения установки ККР-5000. Для удобства, эффект показан с учётом амортизации и без него.

$$C_1 = H_2 - E_2 + W_3 = 28692000 - 6961500 + 180203200 = 201933700 \text{ руб.}$$

$$C_2 = C_1 - P \cdot a = 201933700 - 320000000 \cdot 0,1 = 169933700 \text{ руб.}$$

Вывод: в ходе технико-экономических расчётов было показано, что годовой экономический эффект при работе ККР-5000 на предприятии составил 169,9 млн. рублей. В данном случае внедрение ККР-5000 считается эффективным не только с экологической точки зрения – технологические потери нефти сокращаются до 98 %, но и с экономической: установка окупает себя менее чем за 2 года.

Глава 5. Социальная ответственность

5.1 Введение

Установка рекуперации ККР-1000 является одним из лучших решений по ликвидации подверженных интенсивному испарению лёгких фракций нефти или нефтепродуктов. Процесс перехода лёгких углеводородов из газовой фазы в жидкую основан на конденсато-абсорбционной технологии. Данная технологическая установка применима при любых сливно-наливных операциях для танкеров, железнодорожных и авто- цистерн, а также для резервуарных парков с различным функционалом. Данная работа предполагает размещение установки ККР-1000 в резервуарном парке для нефти в распоряжении АО «Транснефть – Центральная Сибирь» в северной части Томской области. Применение установки эффективно как с экологической точки зрения, так и финансово рентабельно.

5.2 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

В области охраны труда и безопасности жизнедеятельности трудовую деятельность в основном регламентирует Трудовой кодекс РФ. Конкретно для рассматриваемых работников резервуарного парка, регулировка основной их трудовой деятельности в большинстве своём производится на основе Статьи 297 ТК РФ «Общие положения о работе вахтовым методом» [53] и Федеральным законом о промышленной безопасности опасных производственных объектов [54].

Вахтовый метод применяется при значительном удалении места работы от места постоянного проживания работников или места нахождения работодателя в целях сокращения сроков строительства, ремонта или реконструкции объектов производственного, социального и иного назначения в необжитых, отдалённых районах или районах с особыми природными условиями, а также в целях осуществления иной производственной деятельности. Работники, привлекаемые к работам вахтовым методом, в период

нахождения на объекте производства работ проживают в специально создаваемых работодателем вахтовых посёлках, представляющих собой комплекс зданий и сооружений, предназначенных для обеспечения жизнедеятельности указанных работников во время выполнения ими работ и междусменного отдыха, либо в приспособленных для этих целей и оплачиваемых за счёт работодателя общежитиях, иных жилых помещениях. Продолжительность вахт может составлять от двух недель до двух месяцев. При перевахтовках чаще всего заменяется весь персонал основного производства, места постоянного проживания и приложения труда работников находятся в разных регионах, в которых нередко различается правовое регулирование трудовых отношений (например, могут применяться северные коэффициенты и надбавки к заработной плате). Возраст работников от 18 до 55 лет.

Зачастую вахтовый метод применяется для районов Крайнего Севера или приравненных к ним, а для таких территорий, в связи с более тяжёлыми условиями работы, существует ряд поощрений:

- повышенный районный коэффициент и дополнительные процентные надбавки к заработной плате;
- предоставляется ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск для лиц, работающих в районах крайнего Севера – 24 календарных дня, и для лиц, работающих в приравненных к районам крайнего севера территориях - 16 календарных дней.
- а также дополнительные гарантии и компенсации в частном порядке.

5.3 Эргономические требования к рабочей зоне

Управление установкой рекуперации ККР-1000 и контроль за технологическим процессом осуществляется посредством приборной панели, расположенной на лицевой стороне установки и ограждённой от внешней

среды дверцами. Из чего следует ряд особенностей для эргономики рабочей зоны:

- Конструкция, взаимное расположение элементов рабочего места (органы управления, средства отображения информации и т.д.) должны соответствовать антропометрическим, физиологическим и психологическим требованиям, а также характеру работы.
- Рабочее место должно быть организовано в соответствии с требованиями стандартов, технических условий и (или) методических указаний по безопасности труда.
- Форма подачи информации должна исключать необходимость сложных количественных и логических преобразований.
- Шкала отсчётного устройства не должна содержать сведений, не относящихся к измеряемому параметру.
- Наименование измеряемого параметра на шкале должно быть полным, кроме случаев применения стандартных символов.
- Пределы шкалы отсчётного устройства или количество разрядов механического "счётчика" должны соответствовать пределам изменения измеряемого параметра и обеспечивать максимальную точность считывания.

5.4 Производственная безопасность

Вследствие того, что установка рекуперации ККР-1000 способна работать в автономном режиме, в дальнейшем будут рассмотрены основные опасные и вредные факторы при редких случаях технического обслуживания установки или её ремонта и при общем хранении нефти и нефтепродуктов в резервуарном парке.

Таблица 12 — Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы

Факторы	Этапы работа	
---------	--------------	--

<i>(ГОСТ 12.0.003-2015.)</i>	Установка	Эксплуатация	Нормативные документы
Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования	+	+	ГОСТ 12.0.003 -2015 ССБТ [47]
Пожаровзрывобезопасность на рабочем месте	+	+	ГОСТ 12.1.044–89 ССБТ [48]
Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе рабочей зоны	+	+	СанПиН 2.2.4.548-96 [49]
Превышение уровней шума	+		ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ [50]
Повышенная загазованность рабочей зоны	+	+	ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ [51] ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ [52]

Рассмотрим опасные и вредные производственные факторы, которые действуют или могут воздействовать на организм человека при хранении нефти и нефтепродуктов в резервуарном парке, а также рассмотрим нормативные значения этих факторов и мероприятия, направленные на снижение или устранение этих факторов.

1) Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования

Скорость движения автотранспорта, по строительной площадке и вблизи мест производства работ не должны превышать 10 км/час на прямых участках и 5 км/час на поворотах.

В составе установки рекуперации ККР-1000 нет как таковых движущихся элементов, однако в процессе размещения в резервуарном парке подобные элементы присутствуют в значительной мере. Поэтому движущиеся части ремонтно-строительного оборудования, являющиеся возможным источником травмоопасности, должны быть ограждены, расположены и использованы так, чтобы минимизировать возможность прикасания к ним рабочего или вероятность травмирования.

Также необходимо соблюдать технику безопасности при работе оборудования, машин и механизмов, а их эксплуатацию должны выполнять только лица имеющие на это право [34].

2) Пожаровзрывобезопасность на рабочем месте

Хранилища нефтепродуктов установки рекуперации создают потенциальную опасность возникновения утечек или аварийных разливов из оборудования, резервуаров, труб и т.п., в основном во время операций по погрузке и разгрузке.

Хранение и перемещение этих материалов также представляет значительный риск возникновения пожара и взрыва в силу того, что по своей природе нефтепродукты огнеопасны и горючи. Особенно это касается накопленных паров в резервуарах хранения. К потенциальным источникам возгорания относятся искры из-за статического электричества, молнии и открытый огонь.

Оборудование должно соответствовать стандартам проектирования, целостности и операционной деятельности для исключения происшествий катастрофического масштаба и предотвращения накопления статического электричества.

У резервуаров хранения должна иметься надлежащая вторичная обваловка. Все элементы инфраструктуры должны проходить регулярную проверку и техническое обслуживание.

В организациях должны иметься хорошо разработанные системы управления пожарным риском и планы ликвидации аварии.

Источниками возникновения пожара могут быть устройства электропитания, где в результате различных нарушений образуются перегретые элементы, электрические искры и дуги, способные вызвать возгорания горючих материалов, короткие замыкания, перегрузки.

Источники взрыва – газовые баллоны, трубопровод под давлением.

Резервуарный парк относится:

- к категории «А» по взрыво- и пожароопасности;
- к классу взрывоопасности «В-1а»;
- к категории молниевой защиты «II».

С целью обеспечения взрыво- и пожаробезопасности в резервуарных парках для паров углеводородов установлена предельно-допустимая взрывобезопасная концентрация ПДВК = 2100 мг/м³. [35]

Таблица 13 – Значения НКПР, ВКПР и ПДВК некоторых веществ.[35]

Наименование веществ	Диапазон взрываемости				ПДВК	
	по объему (%)		по массе мг/м ³		% об.	мг/м ³
Метан	5	15,7	3300	104000	0,25	1650
Этан	2,9	15	3600	18600	0,15	1800
Пропан	2,2	9,5	38000	164000	0,11	1900
Бутан	1,8	9,1	45000	227500	0,09	2250
Окись углерода	12,5	75	74000	444000	0,63	3700

Машины и механизмы, используемые в резервуарном парке, должны иметь исправное электрооборудование, а их выхлопные трубы, должны быть оборудованы искрогасителями.

Персоналу иметь средства индивидуальной защиты. Для безопасной эвакуации предусмотрено необходимое количество эвакуационных выходов, соответствующие средства коллективной защиты.

Каждый производственный объект, где обслуживающий персонал находится постоянно, необходимо оборудовать круглосуточной телефонной (радиотелефонной) связью с диспетчерским пунктом или руководством участка, цеха, организации.

3) Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе рабочей зоны

Резкие изменения температуры окружающей среды, да и просто работа в условиях пониженных температур несёт пагубное влияние на человека. Двигательная активность работника обеспечивается всеми жизненными процессами в теле человека. Энергия на преобразование теплообмена используется даже в большей степени, чем на выполнение работы. Нарушение баланса тепла может привести к перегреву либо, наоборот, к переохлаждению человека. Это приводит к нарушению в работе, снижению активности и т.д.

Средняя температура в северной части Томской области составляет: в июле плюс 17 °С, в январе минус 22 °С. [36]

Организации, работники которых трудятся на открытом воздухе, обязаны придерживаться ряда ограничений по температурным режимам. Температурные режимы, при которых приостанавливаются работы на открытом воздухе показаны в таблице 3.

Таблица 14. Температурный режим, при котором приостанавливаются работы на открытом воздухе [37]

Температура воздуха, С	Скорость ветра, м/с											
	до 1		1-2		2-4		4-6		6-8		8-10	
	а	б	а	б	а	б	а	б	а	б	а	б
-10	127	1	114	1	95	2	80	2	68	3	58	3
-15	88	2	82	2	69	3	60	3	52	3	45	4
-20	67	3	62	3	55	3	49	4	42	4	37	4
-25	55	3	51	3	46	4	41	4	36	5	32	5
-30	46	4	43	4	39	4	35	5	31	5	28	6
-35	39	4	38	4	34	5	30	5	27	6	24	7
-40	35	5	33	5	30	5	27	6	24	7	22	7
-45	31	5	29	6	27	6	24	7	22	7	20	8

Работники, которые все-таки трудятся на открытом воздухе при низких температурах, рискуют получить травмы:

- переохлаждение организма (гипотермия);
- обморожение (руки, пальцы, нос).

Для профилактики обморожений работники должны быть обеспечены специализированной одеждой для низких температур. Одежда должна соответствовать всем требованиям, подходить по размеру и не сковывать движения. Она должна состоять из нескольких слоёв, где каждый несёт свою функциональность: внутренний слой (нижнее белье); средний слой (свитер); внешний слой (куртка). Помимо одежды к работам должны допускаться работники с хорошей физической формой и годные по состоянию здоровья.

Работники, которые трудятся на открытом воздухе при высоких температурах, рискуют получить травмы:

- перегревание организма (гипертермия);
- солнечный удар.

Профилактика перегревания осуществляется организацией рационального режима труда и отдыха путём сокращения рабочего времени для введения перерывов для отдыха в местах с нормальным климатом. От перегрева головного мозга предусматривают головные уборы.

Для защиты от гнуса и клещей работникам выдаётся набор репеллентов, в состав которого входят аэрозоль и крем для защиты от гнуса и мошки, аэрозоль для защиты от клещей, средство после укусов (бальзам). Летняя спецодежда включает в себя противоэнцефалитные костюмы.

4) Превышение уровней шума

Допустимый уровень шума составляет 80 дБА. Запрещается даже кратковременное пребывание в зоне с уровнями звукового давления, превышающими 135 дБА [38].

К коллективным средствам и методам защиты от шума относятся:

- совершенствование технологии ремонта и своевременное обслуживание оборудования;
- использование средств звукоизоляции (звукоизолирующие кожухи); средств звукопоглощения.

Также необходимо использовать рациональные режимы труда и отдыха работников.

В качестве СИЗ ГОСТом предусмотрены заглушки-вкладыши (многократного или однократного пользования, вкладыши "Беруши" и др.), заглушающая способность которых составляет 6-8 дБА. В случаях более

высокого превышения уровней шума следует использовать наушники, надеваемые на ушную раковину. Наушники могут быть независимыми либо встроенными в головной убор или в другое защитное устройство [39].

5) Повышенная загазованность рабочей зоны

Контроль воздушной среды должен проводиться в зоне дыхания при характерных производственных условиях посредством газоанализатора или рудничной лампы. Содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно допустимых концентраций (ПДК).

Предельно - допустимая концентрация пыли, как вещества умеренно опасного, в воздухе рабочей зоны составляет 1,1-10 мг/м³ для природного газа ПДК равно 300 мг/м³ [35].

ПДК транспортируемых газов, вредных примесей и некоторых применяемых веществ [35]:

- метан по санитарным нормам относится к 4-му классу опасности (малоопасные вредные вещества со значением ПДК в пересчёте на углерод) – 300 мг/м³.
- в качестве одорантов в основном применяют меркаптаны, в частности этилмеркаптан (C₂H₅SH), которые относятся ко 2-му классу опасности (вещества высокоопасные). ПДК в воздухе рабочей зоны по санитарным нормам 1 мг/м³.
- ПДК сероводорода в присутствии углеродов (C₁-C₅) – 3 мг/м³ (2-ой классу опасности).
- ПДК сернистого газа (SO₂) в воздухе рабочей зоны 10 мг/м³ (3 класс – умеренно опасные вредные вещества).
- ПДК метанола (CH₃OH) в воздухе рабочей зоны (по санитарным нормам) – 5 мг/м³.

При работе в местах, где концентрация вредных веществ в воздухе может превышать ПДК, работников должны обеспечивать соответствующими противогазами.

При работе с вредными веществами 1-, 2-, 3-го классов опасности (ртуть, одорант, сероводород, метанол, диэтиленгликоль и т.д.) должно быть обеспечено регулярное обезвреживание и дезодорирование СИЗ [40].

Уменьшение неблагоприятного воздействия запыленности и загазованности воздуха достигается за счёт регулярной вентиляции рабочей зоны.

Работающие в условиях пылеобразования должны быть в противопыльных респираторах («Лепесток», Ф-62Ш, У-2К, «Астра-2», РП- КМ и др.), защитных очках и комбинезонах.

При загазованности траншеи или котлована в результате утечки газа необходимо прекратить работу и вывести людей, запретив курить, зажигать спички или пользоваться открытым огнём [41].

5.5 Экологическая безопасность

Основной причиной технологических потерь ценного сырья и вредных выбросов в окружающую среду при хранении в резервуарах является испаряемость лёгких фракций углеводородов.

При хранении жидкостей в резервуарах выбросы паров и газов в атмосферу происходит периодически в определённые промежутки времени, связанные с закачкой и откачкой жидкости и суточными колебаниями температуры окружающего воздуха. Когда резервуары соединены с атмосферой, то выбросы происходят при вытеснении паровоздушной смеси из газового пространства через вентиляционные патрубки или дыхательные клапаны. Уровень загрязнения атмосферного воздуха является важным показателем негативного воздействия на окружающую среду. Поэтому при

хранении нефти и нефтепродуктов должны соблюдаться гигиенические требования к охране атмосферного воздуха.

С целью охраны атмосферного воздуха от загрязнения выбросами вредных веществ, предприятия проводят постоянный контроль за соблюдением предельно допустимых выбросов (ПДВ) с использованием расчётных и инструментальных методик, допущенных к применению специально уполномоченным федеральным органом исполнительной власти, а также применяют меры по уменьшению выбросов летучих органических соединений из стационарных источников.

Концентрацию в атмосферном воздухе вредных веществ, содержащихся в выбросах предприятий, рассчитывают в соответствии с ОДН 86 «Методика расчёта концентраций в атмосферном воздухе вредных веществ, содержащихся в выбросах предприятий».

С целью охраны окружающей среды от загрязнений сточными водами контроль за содержанием в них вредных веществ проводят по ГН 2.2.5.3532-18 «Предельно допустимые концентрации (ПДК) загрязняющих веществ в атмосферном воздухе населённых мест» [35] и СанПиН 2.1.7.1322-2003 Гигиенические требования к размещению и обезвреживанию отходов производства и потребления.

Обезвреживание отходов, образующихся при очистке оборудования и тары, осуществляют в соответствии с порядком накопления, транспортирования, обезвреживания и захоронения токсичных промышленных отходов в соответствии с ГН 2.1.5.1315-2003 «(ПДК) химических веществ в воде водных объектов хозяйственно-питьевого и культурно-бытового водопользования» [45].

В случае аварийных ситуаций возможно разливы нефти или нефтепродуктов из трубопроводов, трубопроводной арматуры или конструкций резервуаров. Планы по ЛАРН представлены в "ГОСТ 34182-2017.

Межгосударственный стандарт. Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Эксплуатация и техническое обслуживание. Основные положения" [42]

5.6 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайная ситуация - это обстановка на определённой территории, сложившаяся в результате аварии, катастрофы, опасного природного процесса, стихийного бедствия, которая приводит к человеческим жертвам, наносит ущерб здоровью населения и природной среде, а также вызывает значительные материальные потери и нарушение условий жизни людей [43].



Рисунок 14 — Мероприятия по предупреждению ЧС

Для предупреждения чрезвычайных ситуаций органами исполнительной власти

Российской Федерации, органами местного самоуправления, структурами МЧС следует проводить мероприятия, направленные на предотвращение чрезвычайных ситуаций и уменьшение их масштабов в случае возникновения. Подготовка к чрезвычайным ситуациям предусматривает комплекс мероприятий по созданию на определённой территории, или опасном объекте, условий для защиты населения и хозяйственных объектов от воздействия чрезвычайных ситуаций, а также для обеспечения эффективных действий органов управления, сил и средств МЧС по ликвидации чрезвычайных ситуаций. Предотвращение таких ситуаций предусматривает: правовые, организационные, экономические, инженерно-технические, эколого-защитные, санитарно-эпидемиологические и социальные мероприятия, которые обеспечивают наблюдения и контроль состояния окружающей среды и потенциально опасных объектов, прогнозирование и профилактику возникновения источников чрезвычайных ситуаций, подготовку к этим ситуациям [44].

Перечень возможных ЧС на территории резервуарного парка нефти и нефтепродуктов [46]:

- Техногенные ЧС
- Повышение уровня грунтовых вод
- Бури, ураганы, смерчи, шквалы, сильные метели
- Сильный дождь, сильный снегопад, крупный град
- Заморозки, засуха
- Крупные природные пожары

Наиболее вероятным ЧС в нефтегазовой сфере является возгорание на производственном объекте, как частный случай техногенной ЧС. Его источником могут быть несчастный случай, халатность работников, неисправность электрооборудования, недостаточная герметичность в пожароопасных территориях производственного комплекса и другие причины.

В случае обнаружения подобной ЧС основными для работника являются следующие действия.

Обязательные:

- сообщить о возникновении пожара в пожарную охрану, поставить в известность руководство и дежурные службы объекта;
- если существует такая возможность, попытаться локализовать очаг возгорания первичными средствами пожаротушения;
- оповестить остальных работников об обнаружении пожара;
- расчистить пути эвакуации;
- организовать сбор работников в точке эвакуации, при необходимости оказать первую помощь пострадавшим.

Опциональные:

- в случае угрозы жизни людей немедленно организовать их спасение, используя для этого имеющиеся силы и средства;
- при необходимости отключить электроэнергию (за исключением систем противопожарной защиты);
- прекратить все работы в здании (если это допустимо по технологическому процессу производства), кроме работ, связанных с мероприятиями по ликвидации пожара;
- удалить за пределы опасной зоны всех работников, не участвующих в тушении пожара;
- обеспечить соблюдение требований безопасности работниками, принимающими участие в тушении пожара;
- одновременно с тушением пожара организовать эвакуацию и защиту материальных ценностей;
- организовать встречу подразделений пожарной охраны и оказать помощь в выборе кратчайшего пути для подъезда к очагу пожара;
- сообщать подразделениям пожарной охраны, привлекаемым для тушения пожаров, сведения о перерабатываемых или хранящихся на объекте

опасных (взрывоопасных), взрывчатых, сильнодействующих ядовитых веществах, необходимые для обеспечения безопасности личного состава.

Таким образом, можно сделать вывод, что сегодня российские компании нефтегазовой отрасли (в частности АО «Транснефть») все больше внимания уделяют социальной ответственности, активно развивают практики социальной ответственности по различным направлениям (снижают негативное влияние на окружающую среду, повышают безопасность рабочих мест, создают развитую инфраструктуру), а также ведут диалог с заинтересованными сторонами.

Заключение

По результатам работы можно сделать следующие выводы:

- 1) Проведён анализ нормативно-технической документации и литературных источников по теме «Повышение эффективности сбора нефтяных испарений из газового пространства резервуаров»;
- 2) Наиболее перспективной и в тоже время эффективной является конденсата-абсорбционная технология, представляемая ООО «ГазСпецТехника»;
- 3) Результаты расчёта следующие: среднегодовой объем потерь нефти для РВС-20000 – 1702,6 тонн, экологическая эффективность установки ККР-5000 – до 98%, эффект от внедрения установки – 169,9 млн. руб/год, срок окупаемости установки ККР-5000 – менее двух лет.

Список публикаций студента

1. Дубровский Д. Д. Расчёт фланцевых болтовых соединений методом конечных элементов / Д. Д. Дубровский, О. А. Ласовская ; науч. рук. К. К. Манабаев // Проблемы геологии и освоения недр : труды XXIII Международного симпозиума имени академика М. А. Усова студентов и молодых учёных, посвящённого 120-летию со дня рождения академика К. И. Сатпаева, 120-летию со дня рождения профессора К. В. Радугина, Томск, 8-12 апреля 2019 г. : в 2 т. — Томск : Изд-во ТПУ, 2019. — Т. 2. — [С. 481-482];

2. Дубровский Д. Д. Предложение по сбору конденсированных нефтяных испарений из газового пространства резервуаров / Д. Д. Дубровский; науч. рук. К. К. Манабаев // Международная научно-техническая конференция молодёжи ПАО «Транснефть», Томск, 19 ноября 2019 г. — 4 с.

Список литературы

3. Данилов, В. Ф. К вопросу о решении проблемы потерь нефтепродуктов от испарения / В. Ф. Данилов, В. Ю. Шурыгин. — Текст: непосредственный // Успехи современного естествознания. — 2016. — № 3. — С. 141-145.
4. Установки рекуперации паров бензина и нефтепродуктов от ООО «ГазСпецТехника» [Электронный ресурс]. — Режим доступа: <http://gazst.ru/index.html> (дата обращения 04.05.2020);
5. Вологодская областная универсальная научная библиотека. Адсорбция [Электронный ресурс]. — <https://www.booksite.ru/fulltext/1/001/008/002/349.htm> (дата обращения 10.04.2020);
6. Большая Российская энциклопедия. Абсорбция [Электронный ресурс]. — <https://bigenc.ru/chemistry/text/661611> (дата обращения 10.04.2020);
7. Кафедра процессов и аппаратов химической технологии. РХТУ им. Менделеева [Электронный ресурс]. — <http://www.chem-eng.ru/> (дата обращения 10.04.2020);
8. Neftegaz. Новости нефти и газа. Техническая библиотека [Электронный ресурс]. — <https://neftegaz.ru/> (дата обращения 10.04.2020);
9. Бунчук В.А. Транспорт и хранение нефти, нефтепродуктов и газа. - М.: Недра, 1977.-366 с.
10. В.И. Черников. Сооружение и эксплуатация нефтебаз. Издание второе, переработанное и дополненное. — Государственное научно-техническое издательство нефтяной и горно-топливной литературы, М.: 1955г. — 312 с;
11. Абузова Ф. Ф. , И. С. Бронштейн и др. Борьба с потерями нефти и нефтепродуктов при их транспортировке и хранении //М.: недра. — 1981. — Т. 260. — С. 6;
12. П.И.Тугунов, В.Ф.Новосёлов, А.А.Коршак, А.М.Шаммазов. Типовые расчёты при проектировании и эксплуатации нефтебаз и нефтепроводов. Учебное пособие для ВУЗов. — Уфа: ООО «ДизайнПолиграфСервис», 2002. — 658с;
13. Лоповок С.С. Моделирование процесса заполнения резервуара нефтепродуктами. Тезисы докладов 68-й международной молодёжной научной

конференции «Нефть и газ – 2014», секция «Проектирование, сооружение и эксплуатация систем трубопроводного транспорта», 14–16 апреля, 2014 г;

14. Коршак С.А..Совершенствование методов расчёта потерь бензинов от испарения из резервуаров типов РВС и РВСП. Диссертация к.т.н. 25.00.19. – М.: РГБ, 2003;

15. А. А. Коршак, Г. Е. Коробков, Е. М. Муфтахов. Нефтебазы и АЗС: Учебное пособие –Уфа: ООО «ДизайнПолиграфСервис», 2006. – 416 с;

16. Н.Н.Константинов. Борьба с потерями от испарения нефти и нефтепродуктов. – Государственное научно-техническое издательство нефтяной и горно-топливной литературы. М.: 1961.- 260 с;

17. Бабичев Д.А. Оценка напряжённо-деформированного состояния конструктивных элементов сооружений переменного объёма для хранения нефти и нефтепродуктов: Диссертация к.т.н. 02.13 Тюмень, 2008 -: 145 с;

18. Нормы естественной убыли нефтепродуктов. Приказ Минэнерго России от 13.08.2009 № 365. – 3 с;

19. Сальников А.А. Потери нефти и нефтепродуктов при хранении./ Учебное издание. — Ухта : УГТУ, 2012. — 56-78 с;

20. Валявский П. В. Борьба с потерями светлых нефтепродуктов/ /Баку: Азнефтеиздат. – 1937. – 209 с;

21. Коршак А. А., Морозова Н.В. Методические основы выбора технических средств сокращения потерь нефти (бензина) от испарения. – 2013.- с .228-246;

22. Александров А.А., Воробьёв В.А. Исследование процессов улавливания лёгких фракций углеводородов // Транспорт и хранение нефтепродуктов.-2004.-№ 11.-С.3-4;

23. ГОСТ 1756-2000 (ИСО 3007-99) Нефтепродукты. Определение давления насыщенных паров; [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/1200011970> (дата обращения 20.04.2020г.);

24. Архаров В.А., Леви Н.И. Опыт эксплуатации газоуравнительной системы //Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. 1982. - № 3.-С. 3-6;

25. ГОСТ 1510-84 Нефть и нефтепродукты. Маркировка, упаковка, транспортирование и хранение (с Изменениями N 1-5) [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/901711462> (дата обращения 20.04.2020г.);

26. Абузова Ф.Ф., Фокин М.Н., Мухамедьярова Р.А. Оптимальный объем газосборника для резервуарных парков с газоуравнительной системой // Нефтяное хозяйство. 1977. - №8. - С.63-64;

27. ГОСТ 31385-2016 Резервуары вертикальные цилиндрические стальные для нефти и нефтепродуктов. Общие технические условия (с Поправкой); [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/1200138636> (дата обращения 20.04.2020г.);

28. Как сопоставить энергоёмкость 1м³ газа и 1квт/час электроэнергии? [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://forum.ixbt.com/topic.cgi?id=91:1601> (дата обращения 04.05.2020);

29. Природный газ (Henry Hub) - Котировки - USD/млн БТЕ [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.finanz.ru/birzhevyeto-vary/gaz-sena> (дата обращения 04.05.2020);

30. Центральный банк Российской Федерации [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.cbr.ru/> (дата обращения 04.05.2020);

31. Цены на нефть Юралс [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.profinance.ru/> (дата обращения 04.05.2020);

32. Постановление Правительства РФ от 13 сентября 2016 г. N 913 "О ставках платы за негативное воздействие на окружающую среду и дополнительных коэффициентах" [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://base.garant.ru/71489914/> (дата обращения 04.05.2020);

33. Налоговый кодекс РФ(часть вторая): Статья 258. Амортизационные группы (подгруппы). Особенности включения амортизируемого имущества в состав амортизационных групп (подгрупп) [Электронный ресурс]. – Режим доступа:http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_28165/92b60a20c6a0b9a44d8dcc235f3a47d5e2442526/ (дата обращения 04.05.2020);

34. Шадрина Е. И., Урюпина О. А., Нор П. Е.. Экономическая и экологическая эффективность применения средств сокращения потерь углеводородов //Актуальные направления научных исследований XXI

века: Теория и практика. – 2015. – с. 204-209.;

35. ГН 2.2.5.3532-18. Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://meganorm.ru/Index2/1/4293737/4293737770.htm> (дата обращения 01.04.2020г.);

36. Климат Томской области, Ростуризм [Электронный ресурс]. — Режим доступа: https://www.russiatourism.ru/contents/turism_v_rossii/regions/sibirskiy-fo/tomskaya-oblast/ (дата обращения 01.04.2020г.);

37. Инструкция по охране труда при работе при низких температурах на открытом воздухе и в не отапливаемых помещениях [Электронный ресурс]. — Режим доступа: https://ohranatruda.ru/ot_biblio/instructions/166/150687/ (дата обращения 01.04.2020г.);

38. Федеральный закон от 21 декабря 1994 г. № 68-ФЗ. О защите населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/9009935> (дата обращения 01.04.2020г.);

39. СП 52.13330.2016. Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95; [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/456054197#> (дата обращения 01.04.2020г.);

40. ГОСТ 12.1.030–81 ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/5200289> (дата обращения 01.04.2020г.);

41. ГОСТ Р 22.3.03-94 Безопасность в ЧС. Защита населения. Основные положения [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/gost-r-22-3-03-94> (дата обращения 01.04.2020г.);

42. ГОСТ 34182-2017. Межгосударственный стандарт.

Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Эксплуатация и техническое обслуживание. Основные положения [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/1200146117> (дата обращения 01.04.2020г.);

43. ГОСТ 17.1.3.06–82. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране подземных вод [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/1200004387> (дата обращения 01.04.2020г.);

44. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278–03. Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещённому освещению жилых и общественных зданий [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/901859404> (дата обращения 01.04.2020г.);

45. ГН 2.1.5.1315-03. Предельно допустимые концентрации (ПДК) химических веществ в воде водных объектов хозяйственно-питьевого и культурно-бытового водопользования [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/901862249> (дата обращения 01.04.2020г.);

46. Чрезвычайные ситуации и экологическая безопасность в нефтегазовом комплексе [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/499075302> (дата обращения 04.04.2020г.);

47. ГОСТ 12.0.003 -2015 ССБТ. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Опасные и вредные производственные факторы. Классификация [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/1200136071> (дата обращения 04.04.2020г.);

48. ГОСТ 12.1.044-89 (ИСО 4589-84) Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Пожаровзрывоопасность веществ и материалов. Номенклатура показателей и методы их определения [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/1200004802> (дата обращения 04.04.2020г.);

49. СанПиН 2.2.4.548-96 Гигиенические требования к

микроклимату производственных помещений [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/901704046> (дата обращения 04.04.2020г.);

50. ГОСТ 12.1.003-2014 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Шум. Общие требования безопасности [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/1200118606> (дата обращения 04.04.2020г.);

51. ОСТ 12.1.005-88 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/1200003608> (дата обращения 04.04.2020г.);

52. ГОСТ 12.1.007-76 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/5200233> (дата обращения 04.04.2020г.);

53. Статья 297 ТК РФ «Общие положения о работе вахтовым методом» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://tkodeksrf.ru/ch-4/rzd-12/gl-47/st-297-tk-rf> (дата обращения 04.04.2020г.);

54. Федеральный закон о промышленной безопасности опасных производственных объектов [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/9046058> (дата обращения 04.04.2020г.).

Приложение II
(справочное)

Oil product losses and ways to reduce them

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ84	Дубровский Д. Д.		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Манабаев К. К.	к. ф.-м. н., доцент		

Консультант-лингвист отделения иностранных языков ШБИП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Надеина Л. В.	к. фил. н.		

1.2 Types and sources of oil and oil products losses

Based on the literature review, losses of oil or petroleum products can be systematized in two ways that have similarities and differences.

The first classification is quantitative, qualitative-quantitative and qualitative losses.

Quantitative losses. In practice, such losses may occur during incomplete discharge or overflow of transport containers or tank, in the form of leaks during transportation or storage of hydrocarbons (as a result of the lack of integrity in the walls and bottoms of tanks), breakage of pipeline fittings, due to violation of the technology of filling/emptying/technological operations, etc., failure of control and measuring equipment. Loss added incomplete discharge of oil involving the design flaws of the containers (incorrect value of the slope of the bottom of the tank to the drain pipe), the buildup of oil, at which there is a film on the container walls. [1]

Qualitative and quantitative losses. This is the loss of oil and petroleum products from the natural evaporation of their light fractions. Evaporation of light fractions reduces the quality of petroleum products. To a greater extent this applies to gasoline, to a lesser extent to jet fuel. Oils, fuel oils and lubricants evaporate in negligible volumes, so they do not lose their properties. [2]

In gasoline, due to the loss of light fractions, the octane number and pressure of saturated vapor decreases, the gasoline boiling point and boiling point of various fractions increases, which aggravates the starting properties of gasoline, increases the amount of fuel used and the wear of various engines.

Volatilization costs occur when GVM (gas vapor mixture) is displaced from VS (vapor space) of the tanks into the atmosphere due to:

- operations of filling the tank with petroleum products (the so-called costs of «big breaths»);
- increase in the pressure of the gas mixture inside the tank due to daily temperature fluctuations or changes in atmospheric pressure, while the pressure of the gas mixture is greater than the opening pressure of the breathing valve in the tank ("small breaths»);
- pre-saturation of the gas space with hydrocarbon vapors after the end of the tank emptying operation ("reverse exhalation»);
- VS ventilation (if there are 2 or more design holes in the tank). [3]

Due to the fact that the lightest fractions are lost in the process of volatilization, the pressure of saturated vapors of petroleum products will become as

much as it takes to deliver the oil product from its manufacturer to the buyer, i.e. the longer the storage time. As a result, the unit costs of petroleum products during their storage or other technological operations will differ at different times.

With losses from "small breaths", the share of liquid petroleum product, evaporating, is converted into a gaseous phase so that the volume of oil or petroleum product decreases, but the VS of the tank increases. The costs of "big breaths" are shown as follows: when the fluid is pumped out of the container, the released volume of the VS is filled with atmospheric air. In this case, the partial pressure of oil/oil product vapors in the VS falls, and an intensive process of evaporation of oil/oil product begins before saturation of the VS. During the subsequent operation of filling the tank, the GVM that has appeared in the VS is displaced from the tank. The costs of "big breaths" depend to a large extent on the frequency of filling/emptying operations and are proportional to the volume of oil products pumped into the tank. Saturation of the VS can cause losses due to: the first filling of the tank, if a warm oil product is injected, if the oil product is injected with a higher saturated vapor pressure than it was previously. In all cases, the increase in pressure leads to causes the breathing valve to open and release of valuable GVM. The amount of GVM is taken into account by the volume of oil product vapors and the primary size of the vapor-air mixture, which is equal to the dimensions for the VS capacity [3].

"Reverse exhalation" is a consequence of pumping oil from the tank. Due to the fact that the VS is unsaturated, there is a pre-saturation of the GVM with petroleum product vapors, and, as a result, an increase in the pressure of the GVM in the container.

Opening the breathing valve means that the pressure of the gas mixture in the tank exceeds the opening pressure of the valve. Once opened, the volume of GVM, which is the cause of excess pressure, is displaced into the surrounding atmosphere. A similar phenomenon occurs as a result of the fact that the cleaned and ventilated container is partially filled, while the VS is not yet saturated with hydrocarbon vapors. In such cases, after the completion of the tank filling operation, an "additional exhalation" occurs, and the breathing valve doesn't even have time to close. [2]

Quality losses. They are essentially a deterioration of the properties of a certain oil product. This is due to the alternate pumping of petroleum products through the pipeline, which previously pumped hydrocarbons of different properties, as well a filling reservoirs from which the remains of petroleum products with other properties are not removed. Thus, high-grade hydrocarbons are mixed with lower-grade hydrocarbons and Vice versa, which in both cases negatively affects the final quality of the commodity oil product.

The most important parameters that affect the quality of petroleum products, along with physical and chemical effects and reactions, are the time and storage conditions.

For petroleum products whose quality changes rapidly, the least possible storage periods are recommended. However, the recommended storage periods for petroleum products have been extended for the middle and Northern zones, for semi-underground and underground reservoirs, due to lower storage temperatures.

Evaporation of light fractions from reservoirs is determined by further figures [4]: from "big breaths" – 80.2 %; from VS ventilation-19.05 %; from "small breaths" – 0.8 %.

The second classification is natural, operational and emergency losses.

Natural losses. These losses are based on natural and weather conditions, on the physical and chemical qualities of the oil product, as well as on technological equipment in tank farms and warehouses. These losses at the current level of technical equipment of facilities specialized for saving petroleum products, literally can not be eliminated, however, it is possible to significantly reduce them during the implementation of appropriate technical and organizational plans [6,8].

Natural losses resulting from the evaporation of oil and petroleum products are considered to be essentially mixed, i.e. quantitative and qualitative, which is based on the uneven volatilization of the hydrocarbons included in the oil product. The main share of losses of petroleum products during storage (up to 1% of the total losses) is accounted for by evaporation, so the fight against this type of costs is given high attention. [5]

Operational losses. They are formed as a result of breakdowns or irregular operation of oil storage equipment, including losses from spills, leaks, incomplete discharge, contamination and waterflooding of oil products. [6]

This pattern of losses can be eliminated if certain measures are taken:

- competent organization of storage of oil and oil products at the technical level;
- up-to-date and high-quality periodic maintenance and timely repairs of tanks and technological equipment of oil depots and warehouses;
- rational planning and implementation of tank filling and emptying operations.

Emergency losses. They are formed as a result of damage or destruction of reservoirs, pipelines, and other oil storage equipment in natural disasters and in

similar cases, and include the costs of spills, fires, and explosions. Prevention of this type of loss is carried out by carrying out preventive measures aimed at increasing the service life of technological facilities of oil depots and oil refineries, increasing fire safety at industrial facilities of oil and gas, reducing losses by rapid elimination of accidents, thanks to devices for automated collection of spilled oil products [7].

1.3 Methods for reducing losses

Ways to deal with losses of oil and petroleum products during their storage in tank farms of refineries, tank farms and fuel depots of various consumers are very diverse and are chosen depending on the reasons for which losses mainly occur, as well as on the type of losses. Methods of fighting are chosen, according to technical and economic calculations, taking into account meteorological and production criteria. Here are five ways to minimize losses of petroleum products from evaporation. [8,9]

The first group is reducing the size of the VS of reservoir. Theoretically, in the absence of VS, evaporation losses are completely absent. Therefore, in practice, the smaller the VS, the correspondingly smaller the loss from evaporation.

This rule is used in the construction of tanks with a floating roof and pontoons. These innovations reduce evaporation losses during "big breaths" and "reverse exhalation" by approximately 75 % for the number of filling/emptying operations up to 60 times a year, and by 85 for the number of more than 60 times a year. However, the profitability is shown, starting from 12 operations per year for one tank. For "small breaths" reduces evaporation losses by approximately 70 %.

The second group is storage under additional pressure. If we assume that the tank is able to withstand the increasing pressure of the GVM in the VS of the tank, then we can conclude that there is no need for contact with the environment. Therefore, tanks designed for work under high pressure, more than atmospheric, are able to completely eliminate losses from the evaporation of petroleum products. But from a practical point of view, the creation of such reservoirs is associated with a number of problems both in construction and design, and in operation. In addition, meteorological conditions and the complexity of the analysis of hydrocarbons from the physical and chemical point of view are ambiguous factors for choosing the range of excess pressure in the reservoir. Therefore, even based on the highest efficiency of this method, it is just as difficult to implement in practice.

The third group is a decrease in the amplitude of the VS temperature change.

To store petroleum products without thermal interaction with the environment or to minimize this interaction, direct cooling with water, thermal insulation for tanks,

and coloring in the most effective color in terms of reflection of heat waves or their radiation are used.

The fourth group is a method in which the vapors of petroleum products are not released into the atmosphere.

In this method, the vapor spaces of several tanks or other containers are connected using a system of gas equalization strapping in the form of pipelines. In its simplest form, during filling/emptying operations, one of the two tanks is emptied and the other is filled. The gas mixture from the decreasing VS in the refilled reservoir passes through pipelines to the tank being emptied, with the increasing VS. Thus, by synchronizing several tanks, you can achieve a high degree of preservation of the evaporating oil product. In this case, the efficiency of the entire system depends on the degree of synchronization in working with tanks.

The fifth group – organizational and technical measures. Planned operation of reservoirs is one of the best ways to reduce oil product losses.

So, let's look at each of the methods for reducing evaporation losses when storing oil and petroleum products in tanks in more detail.

1.3.1 Temperature protection of tanks

The most easily accessible and practically applicable technical measure is the temperature protection of tanks. This method reduces the level of thermal interaction between the stored oil product and the environment [10].

There are different methods of temperature protection of tanks: heat-reflecting painting, thermal insulation, shielding, water cooling, etc. Considerable experience has been accumulated in using these methods to combat losses from evaporation, which allows us to assess the objectivity of existing devices used for temperature protection of tanks.

For horizontal reservoirs, a simple way to maintain their temperature in static is to dig into the soil. The best known are 3 types of reservoir placement:

- ground surface, when the oil storage tank is located on the ground surface or buried less than half of its own height;
- semi-buried, when the reservoir is buried more than half its diameter, and the barrels are in open pits and trenches;
- buried when the tank is located under a layer of earth not less than 0.2 m or contains a mounding of the same thickness, and the barrels are located in closed underground storage-casemates or dugouts. [10]

A high level of efficiency in controlling the evaporation of petroleum products from reservoirs by the method of sinking tanks is based on the fact that there are literally no changes in the temperature of the warm time of day in the ground at a depth of 30-40 cm, and only seasonal temperature fluctuations affect the plunged reservoir [5]. In addition, this type of placement does not affect the wind ventilation of the VS of the tank.

Thermal protection of vertical steel tanks by building a ground casemate (casing) made of brick or reinforced concrete panels and slabs around them is almost never used, since such structures have an extremely high cost, which is higher than the cost of sinking the tanks by 10-12 times.

A special painting of tanks that protects the metal from heating selectively reflects the sun's rays and lowers the overall level of heating of the tanks is widely used. For this technology, light colors with a reflection coefficient of at least 0.8 are recommended [6]. The effectiveness of painting tanks with a capacity of 5000 m³ to reduce the loss of oil and petroleum products from evaporation is shown in Table 1.

Color	Average effective temperature of the wall in the spring and summer, °C	Mass of evaporated petroleum product, kg	Annual losses, %	
			absolute	relative
Black	30	680	1,36	100
Red	20,3	590	1,18	86
Green	14,7	490	1,1	81
Silver	11,5	460	0,92	67,6

Table 1 Effect of tank color on evaporation losses

Chalk and lime are considered the lowest cost and most effective paints. Despite the low resistance to atmospheric precipitation, the experience of their use suggests that painting tanks with chalk or lime, diluted in salt water with the addition of 10 % Portland cement, is close in efficiency to painting with relatively expensive aluminum powder. The use of zinc whitewash is not very effective due to the low reflection coefficient of this type of paint.

Reflecting qualities of heat-protective paint during the operation of tanks are reduced due to contamination of their surfaces and chemical changes in the

composition of the coating, mechanical damage to the coating, as a result, it is necessary to update the paint from time to time.

In line with the external paint of the tank is the painting of the inner sides of the tank with coatings with a low radiation coefficient. Applying anticorrosive gasoline-resistant coatings such as EP - 755, XC-7I7, XC-720 and FL-724 to the inner part of the tank roof, the heat flow from the roof to the surface of the stored fluid is reduced by approximately two times, and the loss from evaporation is reduced by 27-45 % [6].

Simultaneous painting of the external and internal surfaces of tanks allows for relatively low costs to reduce the loss of oil and petroleum products from evaporation by 30-65 % in comparison with unpainted tanks.

At the moment, a simple and affordable technological process has been developed that allows applying polyurethane foam as a thermal insulation in the field and stationary conditions by spraying thanks to the "Foam" type installation [1].

On the practical side, it is advantageous to apply polyurethane foam in two layers, and first apply low-density polyurethane foam as the first layers (PU-3 or PU-17N), which have significant thermal insulation qualities. For the outer layer, you can use rigid polyurethane foams with a high density value (PU-PN-1 or PU-PN-2) [1]. They have weaker thermal insulation qualities and require a large expenditure of initial resources, but they are characterized by a high level of mechanical strength, resistance to humidity, petroleum products and various chemicals. The ability for high-density rigid polyurethane foam to accept static and dynamic loads, and in addition its chemical resistance makes it possible to use this material without an additional external protective shell, and the introduction of a spray method due to the high adhesion of polyurethane foams and their low density contributes to the application of such thermal insulation on curved surfaces and shaped parts of different shapes.

The use of thermal insulation of polyurethane foam on tanks, the main physical and chemical characteristics of which are shown in table 2, allows reducing the loss of petroleum products from evaporation by 60-70 % in comparison with non-heat-insulated tanks of a similar design and volume [1].

Indicator	Density of polyurethane foam, kg/m ³					
	Low				High	
	30-50	100-200	200-400	400-600	600-800	800-1000
Limit						

strength, MPa						
When compressed:	0,25	0,8	4,0	16,0	25,0	35,0
When bending:	0,4	1,0	6,0	12,4	18,6	24,2
Water absorption for 24 hours, kg /m	0,02	0,03	0,01	0,008	0,009	0,001
Coefficient of thermal conductivity at 20 S, W/(m·°C)	0,3	0,8	0,11	0,12	0,148	0,155
Temperature softening, °C	90	120	140	160	180	200

Table 2 Properties of heat-insulating polyurethane foams

Cooling of tanks with water in order to lower the temperature of the GP can be implemented by equipping the roof of the tank with a water screen – a running or occasionally replenished pool with a thin layer of water, or by irrigation of the upper part of the tank with water from sprayers (fire water irrigation system).

The experience of using water cooling on tanks proves that the use of irrigation is quite effective, but the process must be carried out non-stop, since in the case of periodic irrigation, the boundaries of temperature changes in the gas space of the tank can expand, which in turn will lead to an increase in the volume of "small breaths".

The disadvantage of water cooling is an increased probability of corrosion of tanks and erosion of their bases. Existing building codes state that newly designed reservoirs for petroleum products with a capacity of more than 5,000 m³ must be equipped with stationary water irrigation systems [12].

1.3.2 Organizational and technical measures

Along with the temperature protection of tanks, which is usually possible to organize at industrial facilities, other methods of reducing evaporation losses that do not require serious re-equipment of the tank farm and are cheap in cost for widespread use are also found useful. These methods, the use of which is associated with the use of simple and long-established devices and devices, have not yet become quite widespread, but the existing practical experience indicates their significant usefulness.

At the moment, attempts are being made to reduce the loss of gasoline from evaporation during storage by introducing surfactants, alcohols and some other substances to them in small volumes, which reduce the vaporability of gasoline by

1.5-2 times compared to gasoline without anti-vapor additives. Such a method of controlling the evaporation of gasoline has not yet become widespread, since it is associated with the complexity of the manufacturing technology of commercial gasoline, and the impact of additives on the use of fuel for its intended purpose has not yet been studied [4].

The experience of operating tank farms demonstrates that in the fight against oil and petroleum product vaporing in addition to technical events, organizational measures play a significant role, the implementation of which guarantees a well-calculated order of work at oil depots and other facilities specialized for storing petroleum products. A number of these events aimed at reducing the loss of petroleum products in "big breaths" and "small breaths" are shown in Table 3.

The purpose of the event	Ways and means of implementation	The achieved effect
Reducing losses from «big breaths»	1) Reducing the number of intra-warehouse pumping; 2) When selling the oil product, pump it completely out of the tank with maximum speed; 3) When receiving the oil product, fill the tank immediately after emptying at the maximum speed; 4) Take the oil product in the summer at a minimum ambient temperature; 5) The oil product should be sold at the maximum ambient temperature.	1) Reducing the number of large breaths; 2) Ensuring the lowest concentration of vapors in the emptied tank; 3) Ensuring the lowest concentration of vapors of the displaced vapor-air mixture; 4) Partial condensation of vapors in the tank; 5) Reducing the volume of large breath due to the high concentration of vapors in the VS.
Reducing losses from «small breaths»	1) Storage of the oil product in fully filled tanks; 2) Storage of the oil product in larger tanks.	1) Reducing the volume of VS; 2) Reducing temperature fluctuations in the tank.
Reduction of losses during depressurization of tanks	1) Carrying out works on opening the hatches of tanks in the cold time of the day at the minimum temperature of the oil	1) Reducing the concentration of vapors in the VS.

	product	
--	---------	--

Table 3 Organizational measures to reduce losses of oil and petroleum products vaporizing

Reducing amount intra-warehouse pumping makes it possible to reduce the loss of oil and petroleum products by 10.5 %. Comparing oil tanks filled by 90 % and 40 %, in the former the evaporation losses are 12 and 13 times less than in the latter, in the middle climate zone and the South, respectively. [1]

Another effective method is the storage of oil and petroleum products in large-capacity tanks. So, thanks to the experience [1], the use of a single tank with a capacity of 10,000 m³ for storing commercial gasoline reduces losses from evaporation: more than 2 times in comparison with losses from evaporation in fifty tanks with a capacity of 200 m³ each, 1.8 times for twenty-five tanks with a capacity of 400 m³, one and a half times for ten tanks with a capacity of 1000 m³, 1.3 times for five tanks with a capacity of 2000 m³.

In addition to these measures, there are also periodic checks of the tightness of tanks and their breathing fittings. Modernization of long-commissioned tanks of conventional design with a flat roof allows you to significantly reduce the loss of oil products from evaporation, however, the mass efficiency and financial benefits of various methods of combating evaporation losses are not the same.

1.3.3 Storage under excessive pressure

The method of storage in tanks under excessive pressure has the highest level of efficiency against evaporation of petroleum products.

Evaporation – the transition of a petroleum product from the liquid phase to the gaseous phase at a temperature less than the boiling point, at a set pressure. Evaporation of oil and petroleum products occurs at all temperatures and pressures until the gas space above the product is completely saturated with vapors.

The rate of evaporation of oil and petroleum products depends significantly on the saturated vapor pressure, fractional composition, average boiling point and diffusion coefficient. Heat capacity, thermal conductivity, heat of evaporation, and surface tension affect evaporation to a low degree. [2,4]

There is a specific relationship between the pressure of saturated vapors of oil and petroleum products and their losses from evaporation. The higher the saturated vapors pressure, the higher the evaporation loss, all other things being equal. The

pressure of saturated vapors depends on the surface temperature of the liquid phase of the oil product.

Pressure of saturated vapors, the most famous of petroleum products according to Raid (GOST 1756-52) [13], varies within the proper boundaries (Pa): to $9.33 \cdot 10^4$ – motor spirit; not more than $4.8 \cdot 10^4$ – aviation spirit; $0.53 \cdot 10^4$ – $0.8 \cdot 10^4$ – power kerosene; $0.27 \cdot 10^4$ – $0.4 \cdot 10^4$ – lamp kerosene, $0.08 \cdot 10^4$ – $0.13 \cdot 10^4$ – diesel fuel.

In this case, storing oil and petroleum products under a pressure greater than their saturated vapor pressure allows you to completely get rid of losses during evaporation.

Vertical steel tanks with a flat roof, designed for the highest pressure of 0.2–1.6 kPa and a rarefaction of 0.2 kPa [4], which are currently actively used in oil depots and fuel depots, do not provide an opportunity to create excess pressure during storage of petroleum products. For this purpose, tanks of special designs with higher strength and equipped with appropriate breathing fittings are used.

Also at the moment, there are a large number of tank designs designed for high internal pressure (teardrop, ball, etc.), but it should be noted that they have not yet gained widespread popularity due to increased labor costs and increased metal costs in their construction. Thanks to vertical tanks with conical roofs, it is possible to create an excess pressure of up to 3.0 kPa, in addition, they use the vacuum valve at the same vacuum pressure as standard vertical tanks.

Vertical tanks with spherical roofs and bottoms are designed for an overpressure of up to 30 kPa and a vacuum of 1.5 kPa, while tanks with roofs and bottoms designed as radial arches are designed for a pressure of up to 42 kPa and a vacuum of 1.5 kPa [13]. The efficiency of storing petroleum products under pressure, as a method of reducing the evaporation of petroleum products, is quite high: increasing the permissible excess pressure in a vertical tank from 0.3 to 3.3 kPa reduces the loss from evaporation from 2 to 0.21 tons per year, i.e. almost tenfold. [13]

Petroleum products with high pressure of saturated vapors are stored generally in the tanks are spherical, drop-shaped, spheroidal forms, etc. Through this kind of tanks can be pressurized up to 70–200 kPa, which allows almost completely eliminate losses from "small breaths," although they are difficult to manufacture and require large financial costs, as a result, limited use in industry. [2,13]

1.3.4 Reducing the volume of gas space

Due to the fact that oil and petroleum products are complex multicomponent liquids, the pressure of their saturated vapors depends on the proportion of the liquid

and gas phases. First of all, light fractions with a high pressure of saturated vapors evaporate in petroleum products. As a result, the pressure of saturated vapors of petroleum products is 10-20% higher than could be assumed by the law of additivity [18]. Reduction of losses from evaporation can be achieved by reducing the gas space of the tank or its absolute elimination by using tanks equipped with floating pontoons and roofs, tanks with breathable, balloon and membrane roofs.

A floating roof must withstand the load of water accumulating on it, pushing out the force of the liquid, and at the same time not reduce the useful capacity of the tank in comparison with the geometric one.

The main disadvantages of tanks with floating roofs, based on the paper [10], are considered: highly likely to have an explosive vapor-air cap over the roof and outside the tank; flooding of the roofs and further repairs; contamination of the stored fluid with dust and moisture; the probability of freezing sealing gates to the walls of the tank; failure of the roof drainage system, especially in winter; corrosion of the roof surface as a result of moisture accumulation; low level of sealing and the inevitability of losses of some volume of vaporous hydrocarbons through the sealing gates.

Despite these disadvantages, the use of floating roofs significantly reduces losses (more in comparison with other systems for minimizing evaporation for RVS tanks), but, according to [12], does not bring them to zero. The impact of saturated vapor pressure of the product, ambient temperature, the level of tightness of the sealing elements, measures for the operation of the tank itself, wind speed, tank turnover, physical and chemical indicators of hydrocarbons and their residues on the walls of the tanks when the roof is lowered-all this affects the volume of stored oil and petroleum products in the liquid state.

A pontoon is a strong floating coating that is placed in a tank with a fixed roof in order to reduce the rate of saturation of the gas tank with petroleum vapors. [3]

Tanks with a fixed roof, supplemented by a pontoon, provide reliable protection of the stored fluid from precipitation from winter to summer, significantly reduce the loss of its fractions from evaporation, do not need high operating costs, especially in winter.

The efficiency of using pontoons is focused on the quality of sealing the gap between it and the walls of the tank and around the guide posts, which is highly dependent on the design of the sealing gate.

1.3.5 Installations for capturing petroleum vapors

One of the most acceptable solutions to protect the surrounding air space from oil and petroleum product vapor emissions and reduce their losses from evaporation is a gas equalization system that meets the requirements of environmental authorities.

Taking into account the "small breaths" of tanks, as well as the "salvo" release of petroleum vapor from tanks when draining gasoline from railway routes, the most effective solution is considered to be a combined system consisting of a gas equalization system, a gas collector and a vapor capture unit.

There are a number of technologies for extracting hydrocarbon vapors from gas vapor mixtures: GVM cooling with further condensation of hydrocarbon components, adsorption of hydrocarbons based on a solid adsorbent; membrane gas separation technologies, absorption of hydrocarbons based on a liquid absorbent, and various combined technologies.

References

1. Korshak A. A., Morozova N. V. Methodological basis for selecting technical means to reduce oil (benzine) losses from evaporation. – 2013.- p .228-246;
2. V. I. Chernikin. Construction and operation of oil storehouses. Second edition, revised and expanded. - State scientific and technical publishing house of oil and mining and fuel literature, M.: 1955г. – 312 p;
3. Abuzova F. F., I. S. Bronstein et al . Solving the problem of oil and oil product losses during their transportation and storage / / Moscow: Nedra. - 1981. - Vol. 260. – P. 6;
4. Lopovok S. S. Modeling of the reservoir filling process with petroleum products. Abstracts of the 68th international youth scientific conference "Oil and gas-2014", section "Design, construction and operation of pipeline transport systems", April 14-16, 2014;
5. A. A. Korshak, G. E. Korobkov, E. M. Muftakhov. Oil storage depots and gas stations: Tutorial-Ufa: "DesignPoligrafService" LLC, 2006 – 416 p.;
6. N. N. Konstantinov. Solving problems of losses from evaporation of oil and petroleum products. - State scientific and technical publishing house of oil and mining and fuel literature, M.: 1961.- 260 p.;
7. P. I. Chugunov, V. F. Novoselov, A. A. Korshak, A. M. Shammazov. Typical calculations for the design and operation of oil depots and pipelines. Manual for Universities. - Ufa: “DesignPoligrafService” LLC, 2002. – 658 p.;
8. Babichev D. A. Evaluation of stress-strain state of structural elements of structures of variable volume for storage of oil and petroleum products: Dissertation of candidate of technical Sciences 02.13 Tyumen, 2008 -: 145 p;
9. Norms of natural loss of oil products. Order of the Ministry of energy of Russia from 13.08.2009 № 365. - 3 p;
10. Salnikov A. A. Losses of oil and petroleum products during storage./ Educational edition. - Ukhta: USTU, 2012. - 56-78 p;
11. Valyavsky P. V. Solution of the problem of losses of light oil products / / Baku: Azneftpublishing-1937. - 209 p;
12. Alexandrov A. A., Vorobyov V. A. Research of processes of capture of light fractions of hydrocarbons // Transportation and storage of petroleum products. -

2004. - № 11. - P. 3-4;

13. GOST 1756-2000 (ISO 3007-99) petroleum Products. Determination of saturated vapor pressure; [Electronic resource]. – Mode of access: <http://docs.cntd.ru/document/1200011970> (accessed 20.04.2020).